



- Beschlusskammer 4 -

Zur Veröffentlichung

Az.: BK4-07-107

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 3 Abs. 2 und 3 GasNEV und § 65 EnWG

aufgrund der Anzeige der Entgeltbildung nach § 3 Abs. 2 i.V.m. § 19 GasNEV

der

1. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (vormals BEB Transport GmbH), Riethorst 12, 30659 Hannover, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Betroffene,

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Baker & McKenzie, Bethmannstraße 50-54, 60311 Frankfurt/ Main,

2. EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V., Flottwellstraße 4-5, 10785 Berlin, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

Beigeladene zu 1),

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Hogan & Hartson Raue L.L.P., Potsdamer Platz 1, 10785 Berlin,

3. VIK – Verband der industriellen Energie und Kraftwirtschaft e.V., Richard-Wagner-Straße 41, 45128 Essen, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

Beigeladene zu 2),

4. GEODE – Groupement Européen des Entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, 49-51 Rue de Trèves, 1040 Brüssel, Belgien, gesetzlich vertreten durch den Vorstand und die Generaldelegation,

Beigeladene zu 3),

Verfahrensbevollmächtigte: Rechtsanwälte Becker Büttner Held, Köpenicker Straße 9, 10997 Berlin,

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch ihren Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

ihren Beisitzer Kim Paulus,

und ihren Beisitzer Mario Lamoratta

am 22.09.2008

entschieden:

1. Es wird festgestellt, dass das überregionale Fernleitungsnetz der Betroffenen nicht zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist.
2. Die Betroffene wird verpflichtet, innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung einen Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Gasnetzzugang gemäß § 23a EnWG bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zu stellen.

Gründe:

I.

Die Betroffene ist Eigentümerin eines Fernleitungsnetzes und nimmt die Funktion Fernleitung gemäß § 3 Nr. 38 EnWG wahr. Sie hält unter anderem Beteiligungen an den Gemeinschaftsleitungen DEUDAN und NETRA. Für diese erbringt die Betroffene technische und kommerzielle Dienstleistungen. Die [REDACTED] übernimmt im Rahmen eines Dienstleistungsvertrages die Erbringung von technischen und kommerziellen Aufgaben im Auftrag der Betroffenen. Mit der Durchführung des technischen Betriebs des Leitungsnetzes hat die Betroffene die [REDACTED] beauftragt.

Die Betroffene, damals unter dem Namen BEB Transport GmbH firmierend, hat der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 23.12.2005, eingegangen am 28.12.2005, gemäß § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV mitgeteilt, dass sie ihre Netzentgelte gemäß § 3 Abs. 2 GasNEV bilde.

Mit Schreiben vom 08.03.2006 hat die zu diesem Zeitpunkt zuständige Beschlusskammer 9 der Betroffenen einen Fragenkatalog zugesendet und sie zur Beantwortung bis zum 03.04.2006 gebeten. Die Antworten zu dem Fragenkatalog wurden mit Schreiben der Betroffenen vom 03.04.2006, eingegangen am 05.04.2006, an die Beschlusskammer übermittelt. Mit Schreiben vom 07.08.2006 erfolgte eine Nachlieferung zum Fragenkatalog vom 08.03.2006. Im Schreiben vom 11.09.2006 wurde die Betroffene zur Übermittlung weiterer Angaben bis zum 25.09.2006 aufgefordert. Dieser Aufforderung ist die Betroffene mit den Schreiben vom 25.09.2006 und 22.11.2006 nachgekommen.

Am 18.06.2007 hat eine mündliche Anhörung der Bundesnetzagentur stattgefunden, in der die Beschlusskammer 9 ein Prüfkonzept für die Feststellung von wirksamem Leitungswettbewerb vorgestellt und die sich daraus ergebende Notwendigkeit einer weiteren Datenabfrage dargestellt hat. Mit Schreiben vom 30.07.2007 hat die Betroffene zum „Konzept zur Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene“ vom 08.06.2007 Stellung genommen. Zu dieser Stellungnahme wurde mit Schreiben vom 15.08.2007 von der Betroffenen ein Nachtrag in Form eines Gutachtens mit dem Titel „Kurzgutachten zur Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene“ vorgelegt.

Die Betroffene hat mit Schreiben vom 28.09.2007 eine erneute Anzeige bezüglich der Netzentgeltbildung gemäß § 3 Absatz 3 GasNEV eingereicht.

Aufgrund einer innerbehördlichen Umorganisation wurde der Betroffenen mit Schreiben vom 22.10.2007 mitgeteilt, dass nunmehr die Beschlusskammer 4 von der Beschlusskammer 9 die Prüfung übernommen hat, ob die Netze überregionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber zu einem

überwiegenden Teil wirksamen Leitungswettbewerb ausgesetzt und daher von der kostenorientierten Entgeltbildung auszunehmen sind. Der Betroffenen wurde gleichzeitig die Änderung des Aktenzeichens von BK9-06-008 auf BK4-07-107 mitgeteilt. Die Akte BK9-06-008 wurde beigezogen.

Mit Schreiben vom 15.11.2007 wurde der Betroffenen mitgeteilt, dass mit in Kraft treten der Anreizregulierungsverordnung seit 06.11.2007 der § 3 Abs. 3 GasNEV neu gefasst wurde, so dass weitere Anzeigen jeweils zwei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 der Anreizregulierungsverordnung, erstmals vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode, einzureichen sind. Die Betroffene wurde aufgefordert Erkenntnisse aus der Neuanzeige, die sie im laufenden Verfahren einbringen möchte, unter Benennung der konkreten Punkte der Beschlusskammer mitzuteilen. Mit Schreiben vom 13.12.2007 hat die Betroffene die aus ihrer Sicht neuen Erkenntnisse der Bundesnetzagentur mitgeteilt.

Mit der Einladung vom 23.01.2008 zum Termin der Anhörung zur Erörterung der Sach- und Rechtslage am 12.02.2008 hat die Beschlusskammer der Betroffenen und den Beigeladenen das Anhörungsschreiben als Beschlusskammer übermittle. Gegenstand der Anhörung waren die diesem Schreiben als Anlage beigefügten Erwägungen der Beschlusskammer zu ihrer beabsichtigten Entscheidung. In der mündlichen Verhandlung vom 12.02.2008 hat die Beschlusskammer zunächst das vorläufige Prüfungsergebnis dargestellt und die hierfür maßgeblichen Erwägungsgründe erläutert. Die Betroffene hat in der mündlichen Verhandlung und mit gesondertem Schreiben vom 07.03.2008 zu dem vorläufigen Prüfungsergebnis ausführlich Stellung genommen.

Am 14.07.2008 hat die Betroffene in ihrem Schreiben vom 11.07.2008 der Bundesnetzagentur mitgeteilt, dass die Gastransportaktivitäten der BEB Transport GmbH und der ExxonMobil Fernleitungsnetz GmbH mit Wirkung zum 01.07.2008 an die N.V. Nederlandse Gasunie veräußert werden. Zukünftig wird die Betroffene unter dem Namen Gasunie Deutschland Transport Services GmbH tätig sein. Zwischen der Betroffenen und ExxonMobil Fernleitungsnetz GmbH ist zum 01.07.2008 ein Pachtvertrag über sämtliche Ein- und Ausspeisekapazitäten in Kraft getreten, aufgrund dessen sämtliche Kapazitäten der ExxonMobil Fernleitungsnetz GmbH nun von der Betroffenen vermarktet werden. Gleichzeitig hat die Betroffene mitgeteilt, dass sie beabsichtige ihr Marktgebiet („L-Gas Norddeutschland“) mit den Marktgebieten der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG (Marktgebiet „EGMT“) und der EWE Netz GmbH (Marktgebiet „Verbundnetz Ems-Weser-Elbe“) mit Wirkung zum 01.10.2008 zu einem L-Gas Marktgebiet zusammenzulegen.

Die Beigeladene zu 1) wurde gemäß ihrem Antrag vom 24.03.2006 mit Beschluss vom 27.04.2006 beigezogen. Die Beigeladene zu 1) hat mit Schreiben vom 21.09.2006 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 2) wurde gemäß ihrem Antrag vom 15.02.2006 mit Beschluss vom 26.04.2006 beigezogen. Die Beigeladene zu 2) hat mit Schreiben vom 14.08.2007 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

Die Beigeladene zu 3) wurde gemäß ihrem Antrag vom 24.03.2006 mit Beschluss vom 03.05.2006 beigezogen. Die Beigeladene zu 3) hat mit Schreiben vom 21.09.2006 und 30.07.2007 zur Anzeige der Betroffenen Stellung genommen.

Mit Schreiben vom 13.12.2005 hat die Bundesnetzagentur 53 Netznutzer (unabhängige Händler, Industriekunden und Stadtwerke) aufgefordert, zu der wettbewerblichen Situation in den jeweiligen Netzen und zu ihren praktischen Erfahrungen in den Jahren 2002-2005 Auskunft zu geben. 44 der angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Mit Schreiben vom 04.10.2007 sind erneut verschiedene Marktteilnehmer zu der wettbewerblichen Situation in den Netzen, insbesondere in Hinblick auf die zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen durch das neue Gasnetzzugangsmodell, befragt worden. Im Rahmen dieser Befragung wurden insgesamt 90 Marktteilnehmer (unabhängige Händler/Lieferanten, Industriekunden/Letzverbraucher, Stadtwerke und verbundene Vertriebe überregionaler oder regionaler Netzbetreiber) zu ihren praktischen Erfahrungen bei durchgeführten und geplanten Transporten

in den Gaswirtschaftsjahren 2006/07 und 2007/08 befragt. Kriterien für die Auswahl der anzuschreibenden Unternehmen waren Größe bzw. Umfang der transportierten Mengen, Kenntnis von Transport- und Handelsaktivitäten und die Beteiligung an der Händlerbefragung im Jahre 2005. Bei Stadtwerken, Letztverbrauchern und Industriekunden wurden zudem vorwiegend solche angeschrieben, die über mehrere Netzanschlüsse bei verschiedenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern verfügten. 69 der 90 angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Zum Nachweis, dass sie die Voraussetzungen des § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV erfüllt, trägt die Betroffene vor, dass die Einspeisung in das von ihr betriebene Gasfernleitungsnetz an der Staatsgrenze der Bundesrepublik Deutschland über die Einspeisepunkte in Ellund, Emden und Oude Stanzijl erfolge. Alle anderen Einspeisepunkte würden fast ausschließlich inländische Produktionsmengen aufnehmen. Des Weiteren verweist die Betroffene darauf, dass das betriebene Gasfernleitungsnetz auch dem Transport des Gases zu Ausspeisepunkten an der Grenze der Bundesrepublik Deutschland diene, da an den Einspeisepunkten Ellund und Oude Stanzijl die Möglichkeit zur physischen Ausspeisung in Gegenrichtung bestehe. Die Betroffene trägt weiter vor, dass das aus dem Import bzw. der inländischen Produktion stammende Gas weitaus überwiegend entweder direkt oder indirekt über andere überregionale Gasfernleitungsnetze in nachgelagerte Gasverteilernetze eingespeist werde.

Die Betroffene trägt weiter vor, dass sie die Voraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV erfülle. Sie habe auf Basis der von ihr dargestellten wettbewerblichen Strukturen analysiert, in welchem Umfang sie die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV erfülle. Laut Angabe der Betroffenen im Schreiben vom 11.07.2008 liegen rund 48% aller Ausspeisepunkte in Gebieten, die über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden können und rund 79% der im Jahre 2004 ausgespeisten Mengen werden in Gebieten ausgespeist, die über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden können.

In ihren Antworten zum Fragenkatalog vom 08.03.2006 gibt die Betroffene ihre Interpretation des in § 3 Abs. 2 GasNEV verwendeten Begriff „Gebiet“ wieder. Nach ihrer Auffassung kann dieser Begriff nur im sachlichen Zusammenhang, in dem er in der GasNEV verwendet wird, ausgelegt werden. Demnach könne ein Gebiet im Sinne von § 3 Abs. 2 GasNEV somit ein nachgelagertes Gasversorgungsnetz, in das ausgespeist wird bzw. werden kann, sein, wobei aus ihrer Sicht ein nachgelagertes Netz alternativ ein Verteilernetz, ein überregionales Fernleitungsnetz oder ein Netz außerhalb der Bundesrepublik Deutschland sein können. Des Weiteren kann nach Auffassung der Betroffenen die Verbrauchsstelle eines Letztverbrauchers, der direkt aus einem oder mehreren überregionalen Fernleitungsnetzen Gas zum Verbrauch entnimmt, oder ein Untergroundspeicher, in den direkt aus einem oder mehreren überregionalen Fernleitungsnetzen ausgespeist wird, unter den Begriff „Gebiet“ im Sinne des § 3 Abs. 2 GasNEV verstanden werden.

Nach Ansicht der Betroffenen ist der im Anhörungsschreiben der Beschlusskammer vorgesehene Prüfungsmaßstab bereits grundsätzlich rechtfehlerhaft, denn er verkennt, dass § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV auf der Grundlage des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG einen sektorspezifischen Begriff des Leitungswettbewerbs regelt. Dieser sei als *lex specialis* gegenüber dem allgemeinen Wettbewerbsbegriff vorrangig und somit auch im Rahmen der Wettbewerbsprüfung nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV maßgeblich. Die Bundesnetzagentur missachte bei ihrer Prüfung diesen sektorspezifischen Begriff des Leitungswettbewerbs. Leitungswettbewerb ist nach Auffassung der Betroffenen ein Zustand, bei dem bestehende Leitungskapazitäten, die auf das gleiche Gebiet im Sinne von § 3 Abs. 2 GasNEV gerichtet sind, um Kapazitätsvermarktung konkurrieren oder bei dem potenzielle Leitungskapazitäten die für die Versorgung eines Gebietes bestehenden Leitungskapazitäten ersetzen können. Die Betroffene führt Grundsätze, wie das Vorliegen von bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb zu prüfen ist, auf. Nach Ansicht der Betroffenen ist bei Erfüllung der Voraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV eine weitergehende Prüfung nicht notwendig.

Hinsichtlich der Nachweispflicht der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber trägt die Betroffene vor, dass diese nur in Bezug auf die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV besteht, denn nur in diesem Umfang ist den Netzbetreibern ein Nachweis zumutbar. Darüber hi-

nausgehende Prüfungen der Bundesnetzagentur würden dem Amtsermittlungsgrundsatz unterliegen.

Die Betroffene führt auf, dass zur Marktabgrenzung von dem klassischen Bedarfsmarktkonzept auszugehen ist. Die Marktabgrenzung der Bundesnetzagentur ist nach Auffassung der Betroffenen nicht rechtlich haltbar, weil sie im Widerspruch zum Bedarfsmarktkonzept stehe. Der Widerspruch ergebe sich nach Auffassung der Betroffenen aus der falschen Umsetzung des dem SSNIP-Test zu Grunde liegenden Bedarfsmarktkonzepts. Die Marktabgrenzung der Bundesnetzagentur sei auch realitätsfremd, da der Ansatz der Bundesnetzagentur dem Zweivertragsmodell folge und außerdem im Grundsatz ausschließlich den – nach Ansicht der Betroffenen – irrelevanten captive customer am Einspeisepunkt und den – nach Ansicht der Betroffenen – irrelevanten captive customer am Ausspeisepunkt im Auge habe. Zudem entspreche die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Trennung zwischen H-Gas- und L-Gas-Markt nicht dem tatsächlichen Nachfrageverhalten der Marktteilnehmer. Des Weiteren seien auch Fälle der Aufspeisung eines Gebiets aus unterschiedlichen Marktgebieten bei der Wettbewerbsprüfung mit einzubeziehen.

Hierzu hat die Betroffene ein Gutachten¹ vom 14.08.2007 eingereicht und macht sich dieses entsprechend zu Eigen. Das Gutachten nimmt Bezug auf das in dem Schreiben der Bundesnetzagentur vom 08.06.2007 vorgestellte Prüfkonzept und die Präsentationsunterlagen zur Anhörung am 18.06.2007. Der Gutachter stellt bezüglich des relevanten Marktes auf das entsprechende Verständnis der EU-Kommission ab. Demnach umfasse der sachlich relevante Markt alle jene Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die vom Verbraucher hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszweckes als austauschbar oder substituierbar angesehen werden. Die Außerachtlassung vorhandener Substitutionsmöglichkeiten zum Angebot überregionaler Transportkapazitäten durch z.B. Speicherkapazitäten und Sekundärmarkt im Konzept der Bundesnetzagentur stelle eine nicht gerechtfertigte Ausblendung der realen Wettbewerbsverhältnisse dar. Die Betroffene hält alle Transportangebote in Bezug auf die gewünschten Ausspeisepunkte, die in räumlicher Hinsicht einen identischen Verbrauchszweck dienen bzw. Nutzen bringen, für austauschbar. Um die Substituierbarkeit von Leistungen festzustellen, sei zumindest als Gedankenexperiment der so genannte „hypothetische Monopolistentest“ (SSNIP-Test) durchzuführen. Nach Ansicht der Betroffenen ist es hinsichtlich der Austauschbarkeit irrelevant, ob bei den gegenwärtigen Marktpreisen Kapazitäten des betrachteten Unternehmens zu 100% durch freie Kapazitäten von Konkurrenten abgedeckt werden könnten. Zentral sei, wie diese und die Nachfrager sich beim Versuch einer dauerhaften Preiserhöhung verhalten würden. Für die Marktabgrenzung sei entscheidend, ob die Substitution weg vom Produkt des hypothetischen Monopolisten so stark sei, dass die Preiserhöhung nicht profitabel sei. Gehe man vom Fall aus, dass die Gesamtkosten in der Nähe der Vollauslastung bei einem geringen Rückgang der Kapazitätsauslastung nur geringfügig sanken, die Grenzkosten in diesem Bereich also sehr niedrig seien, dann könne schon ein Nachfragerückgang ab 5 % genügen, damit eine solche Preiserhöhung nicht zu einem Gewinnanstieg führe. Auf der Nachfrageseite erfordere dies eine Preiselastizität, die nahe bei eins läge, also für homogene Produkte sehr niedrig sei. Auf Seiten der Konkurrenten würden geringe Kapazitätsreserven ausreichen.

Nach Ansicht der Betroffenen ist die Preisdiskriminierung eine Voraussetzung für das bestehen unterschiedlicher Märkte. Gerade eine derartige Preisdiskriminierung sei aber durch das gesetzlich vorgegebene Entry-Exit-System ausgeschlossen. Die Betroffene verweist auf die Regelungen des § 15 GasNEV und das Diskriminierungsverbot im EnWG, sowie auf die Umsetzung ab 01.10.2007 in den Entgeltsystemen z.B. der BEB und der Wingas.

Die Betroffene führt eine grobe Skizzierung der Marktstruktur auf und beschreibt hierfür die Wertschöpfungskette und die Akteure. Für die Marktabgrenzung sieht die Betroffene eine zusätzliche Komplikation darin, dass jede Wertschöpfungsstufe auch unmittelbar Endkunden beliefert. Aufgrund der offensichtlichen Konkurrenzbeziehungen und der Substitutionsmöglichkeiten könne nicht einfach davon ausgegangen werden, dass jede Wertschöpfungsstufe ein eigener

¹ Götz (2007), „Eine wettbewerbsökonomische Evaluierung des Konzepts der Bundesnetzagentur zur Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gasfernleitungsebene“, Gutachten im Auftrag der BEB Transport und Speicher Service GmbH.

sachlich relevanter Markt sei. Daraus folge, dass die Zuordnung bestimmter Netze bzw. Betreiber zu einem Markt aufgrund ökonomischer Kriterien erfolgen müsse. Trete ein Regionalversorger in einem bestimmten Bereich als Konkurrent der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf, so sei sein Netz diesem Markt zuzuordnen. Dieser Regionalversorger sei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern zuzurechnen, wenn er aufgrund von einem kleinen aber dauerhaften Preisanstieg auch überregionale Ferntransportdienste, bspw. durch Erweiterung seines Netzes um einen Grenzübergangspunkt, anbietet.

Die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber böten die Dienstleistung „Transport von Erdgas“ an. Die Nachfrage nach dieser Dienstleistung leite sich aus der Gasnachfrage der Endverbraucher und aus dem Angebot der Gasimporteure und heimischen Produzenten ab. Für die Endverbraucher sei schließlich für ihre Entscheidungen nur der Gaspreis inklusive Transportkosten von Bedeutung. Kosten, die unabhängig von der Bezugsquelle aufträten wie zum Beispiel Steuern, seien für die Entscheidung, woher Gasbezogen werden solle, nicht von Bedeutung, da sie immer anfielen. Das gleiche gelte für die Entscheidungen von Gashändlern und von lokalen Verteilernetzen: Ihre Marge werde durch die Differenz von Verkaufspreis und Gestehungskosten inkl. Transportkosten bestimmt. Für die Bestimmung des räumlich relevanten Marktes bezogen auf die von überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern angebotene Dienstleistung und die dafür zentrale Einschätzung der Nachfragesubstituierbarkeit seien damit die Kosten zu vergleichen, die sich bei verschiedenen Bezugsquellen ergeben würden.

Als Ausgangspunkt für den SSNIP-Test komme das gesamte Netz eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers in Frage. Zwischen verschiedenen Endnachfragern erfolge keine Diskriminierung, wie z.B. die Tarifliste der BEB Transport GmbH vom 01.10.2007 für das H-Gas zeige. Unabhängig, davon, ob ein Endverbraucher über die Netze verschiedener überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sei, zahle er den gleichen Tarif. Der SSNIP-Test wird durch die Betroffene als Gedankenexperiment durchgeführt, da eine empirische Untersuchung nicht erfolgen kann. Die Betroffene erwähnt, dass es sich bei einem erheblichen Teil der Nachfrager nicht um captive consumer handelt und eine Reihe von Indizien daraufhin deuten, dass eine hypothetische dauerhafte Preiserhöhung im Kandidatenmarkt im Ausmaß von 5 % nicht profitabel wäre. Die Nachfrage der Dienstleistung der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber, die unabhängig davon, ob sie selber Verbraucher oder lokaler Verteiler seien, allesamt Großkunden seien, weist eine große Preissensibilität und damit eine hohe Preiselastizität auf. Die dargelegte empirische Evidenz deute klar auf ein (Nachfrage-) Substitutionspotenzial das hinreichend sei, die Preiserhöhung durch einen hypothetischen Monopolisten als unprofitabel erscheinen zu lassen. Die Märkte seien damit weiter als das Netz eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers abzugrenzen.

Nach Ansicht der Betroffenen sind die von der Bundesnetzagentur herangezogenen Kriterien zur Ermittlung von Marktmacht verfehlt, da sie Rückschlüsse auf das Vorliegen von Marktmacht nicht zulassen. Die Betroffene verweist hierzu auf das Gutachten² vom 14.08.2007. Die Kennziffern HHI und CR würden in konkreten (Fusions-)Fällen vor allem für eine erste Abschätzung der wettbewerblichen Bedenklichkeit oder Unbedenklichkeit eines Zusammenschlusses verwendet würden. Diese würden keinesfalls für sich genommen zur Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung genügen. Eine reine Betrachtung der Marktanteile sei keinesfalls ausreichend, um festzustellen, ob es wirksamen Wettbewerb gebe. Gerade die Gasfernleitungsnetze würden ein Beispiel dafür darstellen, dass die mangelnde Aussagekraft der Marktanteile verdeutliche. Aufgrund der Struktur der Industrie, insbesondere aufgrund der hohen Fixkosten könne es nur wenige überregionale Fernleitungsnetzbetreiber im Markt geben. Ob Wettbewerb herrsche, lasse sich aber durch eine genauere Analyse und nicht auf Grundlage der Marktanteile entscheiden. Die Betroffene kritisiert die Anwendung des RSI auf die überregionale Fernleitungsnetzwirtschaft. Das Konzept des RSI für die Marktmachtmessung sei völlig ungeeignet, da es für Transportdienstleistungen keine Spotmärkte gebe und die Netze nach Möglichkeit immer ausgelastet seien. Die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber hätten keine Anreize Kapazitäten zu verknappen. Da es keinen Raum für eine Kapazitätsverknappung gebe, würden die Ergebnisse

² Götz (2007).

mittels RSI im Falle einer vollständigen Kapazitätsauslastung bestenfalls mit der einfachen Marktanteilmessung übereinstimmen.

Bezüglich des wirksamen bestehenden Wettbewerbs wird von der Betroffenen vorgetragen, dass ein Großteil ihres Erdgastransportsystems sich in direktem Leitungswettbewerb befindet. In der Regel finde dieser innerhalb derselben Leitung als sogenannter „pipe-in-pipe“-Wettbewerb statt. Dieser Wettbewerb erfolge in Leitungen von Bruchteilseigentumsgemeinschaften oder in Leitungen, die im Eigentum von Projektgesellschaften stehen. In beiden Fällen könne der Transportkunde wählen, über welches der alternativ möglichen überregionalen Gasfernleitungsnetze transportiert werden soll. Neben dem „pipe-in-pipe“-Wettbewerb existiere auch ein „pipe-to-pipe“-Wettbewerb zwischen verschiedenen von einander unabhängigen überregionalen Gasfernleitungsnetzen durch Parallelleitungsbau. In diesem Falle würden Ein- und/ oder Ausspeisekapazitäten in derselben Ein- und/ oder Ausspeisestation bereitgestellt jedoch über physisch getrennte Gasfernleitungsnetze.

Für die Entscheidung der Frage, ob überregionale Fernleitungsnetze einem wirksamem Leitungswettbewerb ausgesetzt seien, sei die Feststellung potenziellen Wettbewerbs hinreichend. Das Vorliegen potenziellen Wettbewerbs sei vorrangig zu prüfen. Sofern potenzieller Leitungswettbewerb vorliege, könne auf eine weitergehende Kennziffernanalyse aufgrund des damit verbundenen Verwaltungsaufwands verzichtet werden.

Die Betroffene hat hierzu ein Kurzgutachten³ mit Schreiben vom 15.08.2007 eingereicht und macht sich dieses zu Eigen. Demnach liege ein wirksamer potenzieller Leitungswettbewerb vor, wenn der Markt bestreitbar sei. Voraussetzungen hierfür sei, dass der Nachfragemarkt nicht zersplittert sei, die Kunden über das Know-how und die Größe verfügten, um mit potenziellen Konkurrenten komplexe und längerfristige Verträge schließen zu können, konkrete potente potenzielle Wettbewerber mit entsprechenden Know-how existieren, die Amortisationsdauer der Marktzugangskosten nicht wesentlich länger sei als die Dauer der Vertragsbindung des Kunden mit dem Newcomer und der Markt wachse. Die Betroffene trägt vor, dass sie die im Kurzgutachten genannten Bedingungen für die Bestreitbarkeit des Marktes eindeutig erfüllt.

Der Gutachter untersucht, welche Marktstruktur zu bestreitbaren Märkten führen könne. Ein wichtiger Bestimmungsfaktor sei die Struktur der Marktgegenseite. Auf der Marktgegenseite gebe es wenige, professionell agierende Kunden (Stadtwerke, Produzenten, Händler, industrielle Großabnehmer etc.), die keine reinen Preisanpasser seien, sondern die Gestaltungskraft für komplexere Verträge besäßen. Sofern potenzielle Konkurrenten des aktuellen Anbieters bereitstünden, könne diese Art Kundschaft mit solchen potenziellen Konkurrenten Verträge schließen, die es trotz gewisser Markteintrittshürden attraktiv erscheinen ließen, in den Markt einzutreten, sofern eine kleine Marge jenseits der langfristigen durchschnittlichen Zusatzkosten für das neue Marktangebot zu erzielen sei. Sofern die Markteintrittskosten zwar vorhanden seien, aber sich in überschaubaren Grenzen hielten, könne ein Kunde diese Markteintrittshürde überspringen, indem er dem Marktneuling einen mittelfristigen oder langfristigen Vertrag anbiete, der dem Marktneuling das Absatzrisiko nehme. Auf der Einspeiseseite sowie den marktgebietsübergreifenden Ausspeisepunkten und Grenzübergangspunkten seien Kunden der Betroffenen zum Beispiel die großen Gashändler sowie Produzenten. Auf der Ausspeiseseite innerhalb des Marktgebiets setzten sich die die Kunden der Betroffenen aus den verschiedenen angrenzenden, nachgelagerten Netzbetreibern zusammen. Diese Struktur der Marktgegenseite zeige, dass es die Betroffene mit einer überschaubaren Anzahl professionell agierender Kunden zu tun habe. Solche Kunden können einem Marktneuling den Markteintritt ermöglichen. Dies sei ein Indiz für die Bestreitbarkeit des Marktes der Betroffenen.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für die Bestreitbarkeit eines Marktes sei, dass dieser Markt kleiner sei als die entsprechende Branche. Konkrete potenzielle Wettbewerber, die an die Stelle des Incumbent treten können, seien damit Unternehmen, die auf anderen Märkten derselben Branche aktuelle Anbieter seien. Eine solche Situation ergebe sich insbesondere dann, wenn der korrekt abgegrenzte räumliche relevante Markt erheblich kleiner sei als der insgesamt be-

³ Von Weizsäcker (2007), „Kurzgutachten der Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gasfernleitungsebene“, Gutachten im Auftrag der BEB Transport und Speicher Service GmbH.

trachtete geografische Raum. Sei eine solche Situation und seien die übrigen Voraussetzungen für die Bestreitbarkeit ebenfalls gegeben, dann seien die konkreten potenziellen Wettbewerber eine hinreichende Gefahr für den Incumbent oder die Incumbents, um diese davon abzuhalten, Preise oberhalb des Wettbewerbspreises zu verlangen. Die Betroffene trägt vor, dass zahlreiche potenzielle Wettbewerber, die im Marktgebiet der Betroffenen agieren oder agieren können vorhanden seien. Dies sei ein weiteres Indiz dafür, dass der Markt der Betroffenen bestreitbar sei.

Als weitere Voraussetzung hätten für den Markteintritt geringe Kosten zu existieren. Wären die Marktzutrittskosten hoch, dann stelle ein potenzieller Wettbewerber für den Incumbent oder die Incumbents ein geringeres Drohpotenzial dar, als wenn diese Marktzutrittskosten niedrig wären. Es komme hierbei nicht auf die Kosten des Marktzutritts in Euro an, sondern auf die Kosten des Marktzutritts relativ zu dem Zusatzgewinn, den der Markteintretende aus diesem Markteintritt erwarten könne, sofern er mit dem Wettbewerbspreis anbiete. Des Weiteren wird als zusätzliche Voraussetzung für die Bestreitbarkeit von Märkten die Relevanz des Marktwachstums vorgetragen.

Für die Bestreitbarkeit der Märkte müssten nach dem Gutachter alle vier genannten Bedingungen erfüllt sein. Nach Ansicht des Gutachters ist es durchaus möglich und wahrscheinlich, dass die Gasfernleitungsnetze im Allgemeinen bestreitbar sind. Im Falle der Betroffenen könne kein Hinweis gefunden werden, dass eine der für die Bestreitbarkeit notwendigen Bedingungen nicht erfüllt sei.

Die Betroffene trägt in ihrem Schreiben vom 13.12.2007 vor, dass die Anbindung von Stadtwerken über Sticheleitungen an andere Netze ein Hinweis für die Bestreitbarkeit des Netzes der Betroffenen sei. Die geringe Anzahl der aufgeführten Beispiele über Anbindungen an das eigene Netz (Stadtwerke Schüttorf, Stadtwerke Nordhorn) und an das Netz der Wingas Transport GmbH (Stadtwerke Soltau, Stadtwerke Rotenburg, Stadtwerke Hameln) unterstütze die Bestreitbarkeit des Netzes der Betroffenen.

Zusätzlich sei die Betroffene aufgrund der Existenz des Sekundärmarktes für den Handel von Kapazitätsrechten potenziellen Wettbewerb ausgesetzt. Auf dem Sekundärmarkt konkurriere die Betroffene unmittelbar mit den Inhabern von Kapazitätsrechten. Durch die Möglichkeit der Untervergabe und des Weiterverkaufs gebuchter Kapazitäten werde Wettbewerbsdruck über den Sekundärmarkt erzeugt. Allein die Möglichkeit eines Kunden, jegliche Kapazitätsrechte unbeschränkt weiter zu veräußern, verursache potenziellen Wettbewerb an allen Punkten des Gasfernleitungsnetzes der Betroffenen. Letztlich entscheide die Nominierung darüber, wer die Kapazität nutze. Derjenige, der die Kapazität tatsächlich nutze, könne sich von demjenigen unterscheiden, der die Kapazitätsbuchung ursprünglich vorgenommen habe. Auf dem Primärmarkt würden überwiegend langfristige Kapazitäten (jährlich, halbjährlich, vierteljährlich) gebucht, wobei die Netznutzer berechtigt seien, ihre Kapazitätsrechte ganz oder teilweise an Dritte weiter zu veräußern. Bei einer Untervergabe finde der Sekundärhandel sogar ohne Wissen des Gasfernleitungsnetzbetreibers statt, da der ursprüngliche Kunde auch weiterhin gegenüber dem Gasfernleitungsnetzbetreiber als Vertragspartner auftrete. Auf dem Sekundärmarkt konkurrierten die Inhaber von Kapazitätsrechten somit unmittelbar mit dem Gasfernleitungsnetzbetreiber.

Nach Ansicht der Betroffenen gehen die im Anhörungsschreiben vorgebrachten Argumente der Bundesnetzagentur fehl. Die Hinweise der Bundesnetzagentur darauf, dass bei einem Leitungsneubau irreversible Investitionskosten entstehen, die bei Marktaustritt verloren wären, gingen insofern fehl, als der Leitungsneubau und die damit verbundenen Investitionen erst nach Vertragsabschluss mit dem wechselwilligen Transportkunden erfolgten, der die Amortisation der Investition sicherstelle. Hierfür reiche eine Vertragslaufzeit von zwei Jahren aus. Auch beruhe das Argument der Bundesnetzagentur, die neu in den Markt eintretenden Unternehmen hätten aufgrund der Lernkurveneffekte der etablierten Anbieter eine nachteilige Kostenfunktion im Vergleich zu etablierten Unternehmen, auf falschen Annahmen. Tatsächlich werde potenzieller Wettbewerb hauptsächlich von bereits auf dem Markt befindlichen Unternehmen ausgeübt, die über ein vergleichbares Know-how verfügten wie die Betroffene selbst.

Auch die Annahme der Bundesnetzagentur, wonach das etablierte Unternehmen die Möglichkeit haben, durch eine Niedrigpreisstrategie einen drohenden Marktzutritt zu verhindern, sei aus

mehreren Gründen falsch. Erstens habe das etablierte Unternehmen keine Zeit, um auf Absichten eines interessierten Marktneulings mit einer Niedrigpreisstrategie zu reagieren, da es mit Abschluss des Vertrages zwischen bisherigem Transportkunden und Wettbewerber vor vollendete Tatsachen gestellt werde. Damit dies nicht geschehe, müsse der Incumbent den Wettbewerbspreis nehmen. Preisspielräume seien somit ausgeschlossen. Zweitens sei eine Niedrigpreisstrategie nach den Vorgaben des EnWG und der Gasnetzentgeltverordnung nicht umsetzbar. Nach § 15 Abs. 4 GasNEV sollen Entgelte an den einzelnen Ausspeisepunkten in angemessenen Verhältnis zu einander stehen. Für Gruppen von Ein- und Ausspeisepunkten sollen nach Möglichkeit einheitliche Entgelte gebildet werden. § 15 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 fordere bei der Bildung von Ein- und Ausspeiseentgelten die Diskriminierungsfreiheit. Diese Regelungen führt für Fernleitungsnetzbetreiber dazu, dass sie keine ein- und ausspeisepunktindividuelle Niedrigpreisstrategie verfolgen können. Eine Niedrigpreisstrategie würde in diesem Kontext eines Entry-Exit-Systems nach Ansicht der Betroffenen also bedeuten, dass nicht kostendeckende Tarife dauerhaft über das ganze Netz gelegt werden müssten, was unweigerlich zu hohen Verlusten führen würde. Eine (kurzfristige) Niedrigpreisstrategie sei gegenüber Transportkunden nicht nur nicht umsetzbar, da vertraglich vereinbarte Transportentgelte durch den Netzbetreiber nicht einseitig wieder erhöht werden könnten, sondern sei hinsichtlich der Transportkundenbindung auch nicht nachhaltig. Der Transportkunde würde spätestens nach einer erneuten Preiserhöhung sich dem Konkurrenten zuwenden. Ferner sei eine Niedrigpreisstrategie an einzelnen Ausspeisepunkten zur Abschreckung potenzieller Konkurrenten auch ein offensichtlicher Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung, gegen den im Wege der Missbrauchsaufsicht von der Bundesnetzagentur vorzugehen wäre.

Die Betroffene erwähnt die Tarifierfassung zum 01.10.2007. Aufgrund der angekündigten Zusammenlegung der jeweiligen Marktgebiete der E.ON Gastransport und der Wingas Transport sehe sich die Betroffene veranlasst die Ausspeiseentgelte zu senken. Die Betroffene hat eine Tabelle mit den aus ihrer Sicht entgeltrelevanten Änderungen der Geschäftsbedingungen beigelegt. Von der Betroffenen wird weiter vorgetragen, ihr Tarifsystem unterscheide nicht zwischen offensichtlich im Wettbewerb stehenden und „(angeblich)“ nicht im Wettbewerb stehenden Ausspeisepunkten. Folglich würden alle Ausspeisepunkte wie im Wettbewerb stehend behandelt.

Die Betroffene führt an, dass Wettbewerb nicht nur ausschließlich über den Preis sondern auch über den Serviceumfang statt fände. Hierzu verweist die Betroffene auf verschiedene Serviceerweiterungen. Von der Betroffenen werden die Einführung des Entry-Exit-Systems zum 01. Juli 2004, die Verbesserung des Services im Rahmen des Entry-Exit-Systems zum 01.02.2005, die Einrichtung einer Handelsplattform zur Weitervermarktung von gebuchten Kapazitäten durch Transportkunden im März 2005 und die Reaktionen auf Veränderungen des Entgeltsystems aufgrund der Einführung des Entry-Exit-Systems bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern genannt. Weiterhin führt die Betroffene die Weiterentwicklung der Geschäftsbedingungen an. Zusätzlich führt die Betroffene eine über die Jahre 2003 bis 2005 steigende Zahl an Neuabschlüssen von Transportverträgen an.

Die Betroffene äußert zudem die Auffassung, dass sie im Mengenwettbewerb stehe. Die Einführung des virtuellen Punktes und der Gasbörse am virtuellen Punkt, die Einführung der Marktgebiete „H-Gas Norddeutschland“ und „L-Gas Norddeutschland“, die Schaffung eines marktbasiereten Ausgleichsenergiepreisregimes und die Einführung der marktgebietsübergreifenden Bilanzierung seien Maßnahmen, die darauf abzielten zusätzliche Kapazitätsbuchungen in das Netz der Betroffenen zu holen. Die Kapazitätserweiterung im H-Gas-System auf dem Transportabschnitt Unterlüß – Lüchow/ Dannenberg zum 01.10.2007 sowie neue unterbrechbare Einspeisekapazität in Thönse zum Juni 2007 seien weitere Maßnahmen neben den bereits auf die Nachfrage vom 08.03.2006 genannten Maßnahmen zur Unterstützung des Mengenwettbewerbs.

Die Betroffene führt aus ihrer Sicht gesicherte Annahmen über geplante Wettbewerbsoffensiven Dritter auf. E.ON Gastransport AG und Co. KG und Wingas Transport GmbH beabsichtigten ihre jeweiligen Transportsysteme vom Anlandepunkt der geplanten Ostseeleitung in Greifswald über Hamburg, Bremen bis zur deutsch/ niederländischen Grenze auszubauen. Die baulichen Aktivitäten der Ostseeleitung sowie das Behörden-Engineering in Deutschland hätten bereits begon-

nen. Der Wettbewerbsdruck auf die Ausspeisepunkte der Betroffenen in den Ausspeisezonen in Hamburg und Schleswig-Holstein werde hierdurch nochmals erheblich verstärkt werden. Nachdem Gasunie sich bereits im Oktober an der geplanten Ostseepipeline beteiligt habe, trete Gasunie durch die Übernahme des Erdgastransportbereichs der Betroffenen erstmals in den deutschen Erdgastransportmarkt ein. Gasunie beabsichtige im Wettbewerb zu E.ON Gastransport AG und Co. KG und Wingas Transport GmbH eine zusätzliche Leitungsverbindung [REDACTED] über die Betroffene. Vorplanungen [REDACTED] seien bereits begonnen und erste Wegerechte im Bereich der Fernleitungsnetzes der Betroffenen beschafft worden. Durch die geplanten Maßnahmen werde im Wettbewerb zu E.ON Gastransport und Wingas Transport ein alternativer Transportweg für signifikante Gasmengen in einer Größenordnung von [REDACTED] quer durch Norddeutschland geschaffen.

Die Beigeladene zu 1) trägt vor, dass der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) einen Entwurf (Stand: 01.08.2006) der Erhebungsergebnisse zur Bildung von Marktgebieten vorgelegt hätten, die zeigten, dass für das Netz der Betroffenen nicht einmal die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV für eine Befreiung von der Entgeltregulierung vorliegen würden.

Die Beigeladene zu 1) trägt weiter vor, dass eine funktionale Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Kapazitäten – u. a. aufgrund der zwischen den Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässen – nicht gegeben ist. Zudem seien marktgebietsüberschreitende Transporte u. a. aufgrund eines erhöhten Bilanzrisikos und der Aufsplittung des Lieferportfolios nicht wirtschaftlich. Weiterhin könne bei der Betrachtung der Gasfernleitungsnetze davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei um gewachsene natürliche Monopole handle, bei denen in den vergangenen Jahren keinerlei dynamische Entwicklungen erkennbar gewesen seien. Auch könne bestätigt werden, dass es erhebliche Marktzutrittsschranken zwischen den einzelnen Marktgebieten gebe. Nach den Erfahrungen der Beigeladenen zu 1) werde das Angebot von Transportdienstleistungen der Fernleitungsnetzbetreiber knapp gehalten, was nur auf Grund des fehlenden tatsächlichen oder potenziellen Wettbewerbs möglich sei. Auch die Nutzung von Netzkapazitäten anderer Fernleitungsnetzbetreiber zwischen den Marktgebieten sei in jedem Fall teurer als eine eigene Netzerweiterung oder Direktleitung und somit keine Alternative. Die Investitionskosten in die Netzinfrastruktur würden insofern eine nicht zu vernachlässigende Marktzutrittsschranke darstellen.

Die Beigeladene zu 2) trägt vor, dass § 3 Abs. 2 GasNEV gegen die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28. September 2005 (FerngasVO) sowie die Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 (gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) verstößt, damit höherrangiges Recht verletzt und deshalb unanwendbar ist. Zur Begründung verweist die Beigeladene zu 2) auf Art. 3 der FerngasVO und Erwägungsgrund 7 der FerngasVO, wonach grundsätzlich die tatsächlichen entstandenen Kosten bei der Berechnung der Tarife zu berücksichtigen seien, nur faktischer Leitungswettbewerb Anlass für eine Tarifvergleichsmethode sein dürfe und dieser Tarifvergleich als zusätzliche, nicht aber als alleinige Methode Berücksichtigung finden dürfe.

Die Beigeladene zu 2) ist der Ansicht, dass es mit der Einführung des entfernungs- und transaktionsunabhängigen Netzzugangssystems durch § 20 Abs. 1b EnWG und den Bestimmungen der GasNZV systematisch keinen Leitungswettbewerb im Sinne eines Punkt-zu-Punkt Wettbewerbs mehr gebe und damit die Anwendungsgrundlage für den § 3 GasNEV entfallen sei. Die Beigeladene zu 2) ist der Auffassung, dass das gesetzlich vorgesehene Netzzugangssystem eine Freistellung der Ferngasebene von der Regulierung verbietet.

Die Beigeladene zu 2) trägt weiter vor, dass eine funktionale Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Kapazitäten - u. a. aufgrund der zwischen den Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässen - nicht gegeben ist. Zudem seien marktgebietsüberschreitende Transporte u. a. aufgrund eines erhöhten Bilanzrisikos und der Aufsplittung des Lieferportfolios nicht wirtschaftlich. Weiterhin könne bei der Betrachtung der Gasfernleitungsnetze davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei um gewachsene natürliche Monopole handle, bei denen in den vergangenen Jahren keinerlei dynamische Entwicklungen erkennbar gewe-

sen seien. Auch könne bestätigt werden, dass es erhebliche Marktzutrittsschranken zwischen den einzelnen Marktgebieten gebe.

Die Beigeladene zu 3) trägt vor, dass § 3 Abs. 2 GasNEV gegen die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28. September 2005 (FerngasVO) sowie die Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 und damit gegen höherrangiges Recht verstößt und deshalb unanwendbar ist.

Weiterhin führt die Beigeladene zu 3) aus, dass wirksamer Leitungswettbewerb eine disziplinierende Wirkung beim Festsetzungsprozess der Netzentgelte erfordert. Bezugspunkt des Wettbewerbs sei dabei der konkrete Leitungsabschnitt, nicht das gesamte Netz. Im Hinblick auf den so genannten pipe-to-pipe Wettbewerb müssten für das Entstehen der disziplinierenden Wirkung die Leitungen vollständige Transportalternativen darstellen. Dafür sei die komplette Substituierbarkeit des jeweiligen Transportprodukts erforderlich. Dies impliziere die Parallelität von Ein- und Ausspeisepunkten in das Transportnetz. Pipe-in-pipe Wettbewerb stelle keinen vollständigen wirksamen Leitungswettbewerb dar, da die Netzbetreiber bei der technischen Umsetzung des Gastransports zusammen arbeiten und damit in ihrem Preissetzungsverhalten nicht diszipliniert würden. Zudem sei es bei den pipe-in-pipe Systemen fraglich, ob der Betreiberbegriff überhaupt erfüllt werde. „Betreiber“ eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes müssten sämtliche Betreiberfunktionen innehaben und nicht nur Teilaspekte wie die Vermarktung von Kapazitäten. In Bezug auf potentiellen Leitungswettbewerb trägt die Beigeladene zu 3) vor, dass die tatsächliche Möglichkeit zum Stichelungsbau nicht ausreicht. Vielmehr seien im Einzelfall die vorgetragenen Gründe substantiiert darzulegen und individuell zu prüfen. Sofern auf potenziellen Wettbewerb abgestellt werde, sei das Abstellen auf eine Kilometergrenze nicht angebracht. Eine konkrete Anschlusswahrscheinlichkeit lasse sich nicht allein mit einer Kilometergrenze begründen.

Die Beigeladene zu 3) führt weiterhin aus, dass der Begriff des „überwiegenden Teils“ einen Anteil von 90 % oder mehr umfassen müsse.

Die Mindestvoraussetzung nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 GasNEV seien nach Ansicht der Beigeladenen zu 3) nicht abschließend, sondern im Bedarfsfall durch weitere Kriterien zu ergänzen. So sei ein Rückgriff auf betriebswirtschaftliche Kennzahlen denkbar. Durch die Ermittlung von Referenzwerten von Leitungsabschnitten mit starkem, geringem oder fehlendem Wettbewerb ließen sich zudem unterschiedliche Intensitäten des Wettbewerbs für einzelne Netzabschnitte ermitteln. Zusätzlich sei das wettbewerbliche Verhalten der Beteiligten zu beurteilen. Gebiete seien im Zusammenhang und im Sinne von nachgelagerten Netzen zu verstehen. Hierzu biete sich die Nachfragestruktur der Regionalnetze in Verbindung mit der Netzarchitektur an. Die Erreichbarkeit unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen sei gegeben, wenn bei einer Kosten-Nutzen-Analyse der Nutzen der Investition überwiege. Durch die Eigenschaft des Gasnetzes als natürliches Monopol, die lange Vorlaufzeit und das zumeist erhebliche Investitionsvolumen sei die disziplinierende Wirkung aus dem potenziellen Marktzutritt neuer Anbieter gering ausgeprägt. Potenzieller Wettbewerb, wie er durch die Voraussetzung der kaufmännisch sinnvollen Bedingungen konkretisiert werde, entfalte allenfalls in theoretisch denkbaren Extremsituationen seine Wirkung.

Des Weiteren sei es nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur, die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen. Die Erarbeitung eines Konzeptes zur Beurteilung wirksamen Leitungswettbewerbs und dessen Durchführung obliege allein bei den Betroffenen. Eine weitergehende Ermittlung durch die Regulierungsbehörde sei nicht vorgesehen.

Die Beigeladene zu 3) führt schließlich aus, dass für die Beurteilung des Leitungswettbewerbs auf den Zeitpunkt der Anzeige abzustellen sei.

Mit Schreiben vom 17.06.2008 hat die Gas Transport Services B.V. (GTS) gem. § 67 Abs. 2 EnWG eine Stellungnahme zu den Verfahren der Entgeltbildung nach §§ 3. Abs. 2, 19 GasNEV abgegeben.

Die GTS führt aus, dass die Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung im Licht der Zielsetzung der Richtlinie 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (GasRL) zu sehen sei. Neben dem Vorantreiben der Liberalisierung des europäischen Gasmarktes sowie

des Wettbewerbs auf diesem Markt sollten Quersubventionen vermieden und Investitionsanreize geschaffen werden (Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO). Die Entgeltregulierung sei damit kein Ziel an sich, sondern nur ein Mittel zur Förderung des Wettbewerbs. Es bestehe keine Notwendigkeit, den Begriff des „wirksamen bestehenden und potentiellen Leitungswettbewerbs“ prinzipiell eng auszulegen. Eine zukunftsbeständige Entscheidung im Gastransport fordere daher sowohl geographisch als auch konzeptionell eine europäische Perspektive.

Zur Marktabgrenzung der Beschlusskammer führt die GTS aus, dass diese extrem kleinteilig ist, nicht die tatsächlichen Gegebenheiten auf dem Gastransportmarkt berücksichtige und zudem dem deutschen Kartellrecht widerspricht. Der Ferngastransport sei der Natur der Sache nach ein internationaler und kein regionaler Markt. Transportkunden stünden gerade beim Transport über größere Entfernungen alternative Transportrouten zur Verfügung. Weiterhin trage das Marktkonzept der Beschlusskammer der zeitlichen Dimension im Gastransport keine Rechnung. Das Prüfkonzept basiere nur auf einer Momentaufnahme, bei der ausschließlich ein bestimmter Zeitpunkt betrachtet werde. Das Prüfkonzept der Beschlusskammer überschätze weiterhin die Hürden, die beim Wechsel von Transportrouten bestünden. Nach Ansicht der GTS enthalte § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG keine Beschränkung des Wettbewerbs auf konkurrierende Leitungsnetze und damit den Ausschuss von Substitutionswettbewerb. Konkurrierende Projekte in der Planungsphase beschränkten ebenfalls die Preissetzungsspielräume der Anbieter, auch wenn in das Projekt letztlich nicht investiert werde. Eine Differenzierung zwischen H- und L-Gas sei zudem bei der Marktabgrenzung nicht mehr gerechtfertigt, da beide Gasqualitäten in zunehmendem Maße substituierbar seien. Hierbei verweist die GTS auf die als „Quality Conversion“ bezeichnete Dienstleistung, bei der H-Gas in L-Gas umgewandelt werde.

Außerdem sei die Möglichkeit des Transportkunden, Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu kaufen oder zu verkaufen, nicht berücksichtigt worden. Schließlich müssten zukünftige Entwicklungen – so die Reduzierung der Marktgebiete oder die Entstehung unabhängiger Infrastrukturanbieter – berücksichtigt werden.

In Hinblick auf § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt mit Schreiben vom 11.01.2006 die Anzeige der Betroffenen abschriftlich übersandt und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur die zuständige Landesregulierungsbehörde mit Schreiben vom 11.01.2006 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Mit Schreiben vom 03.09.2008 wurde der Beschlussentwurf in Hinblick auf § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG sowohl dem Bundeskartellamt wie auch der Landeskartellbehörde Niedersachsen zur Stellungnahme übersandt. Das Bundeskartellamt hat mit Schreiben vom 09.09.2008 sein Einvernehmen erteilt. Die Landeskartellbehörde Niedersachsen hat mit Mail vom 08.09.2008 Stellung genommen und sich dahin gehend erklärt, dass sie die durchgeführte Marktabgrenzung und die darauf basierende Wettbewerbsanalyse für eine geeignete und sachgerechte Vorgehensweise zur Umsetzung des überzeugenden Prüfkonzepts der Beschlusskammer hält.

Wegen der weiteren Einzelheiten zum Sachverhalt wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Die Betroffene hat ihre Entgelte kostenorientiert nach § 21 Abs. 2 EnWG zu bilden und ist nicht berechtigt, ihre Entgelte gemäß § 3 Abs. 2 i.V.m. § 19 GasNEV abweichend vom Grundsatz der Kostenorientierung zu bilden. Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamen bestehenden oder potenziellen Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht. Die Betroffene hat daher innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung einen Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Gasnetzzugang gemäß § 23a EnWG bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zu stellen.

Gliederung:

| | | |
|------|---|----|
| A) | Zuständigkeit | 14 |
| B) | Vereinbarkeit der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV mit europäischem Gemeinschaftsrecht | 14 |
| C) | Betreiber eines überregionalen Fernleitungsnetzes im Sinne des § 2 GasNEV | 15 |
| D) | Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV | 15 |
| I. | Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV | 16 |
| II. | Bedeutung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV .. | 17 |
| 1. | Prüfungsumfang des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV | 17 |
| 2. | Keine abschließende Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV | 17 |
| 3. | Keine Indizwirkung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV | 18 |
| E) | Wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb | 19 |
| I. | Grundsätzliche Erwägungen | 19 |
| 1. | Wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume | 19 |
| 2. | Relevanter Beurteilungszeitpunkt | 25 |
| 3. | Darlegungslast der Betroffenen | 26 |
| II. | Marktabgrenzung | 26 |
| 1. | Marktabgrenzung anhand des Bedarfsmarktkonzeptes | 27 |
| 2. | Keine Anwendung des hypothetischen Monopoltests | 27 |
| 3. | Wettbewerb durch konkurrierende Leitungsnetze | 29 |
| 4. | Unterscheidung zwischen ein- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen | 30 |
| 5. | Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten | 34 |
| 6. | Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten | 42 |
| 7. | Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten | 45 |
| III. | Wettbewerbsanalyse | 45 |
| 1. | Kennziffernanalyse | 45 |
| 2. | Analyse der wettbewerbslichen Gesamtsituation | 56 |
| 3. | Wirksamer potenzieller Wettbewerb | 62 |
| F) | Verpflichtungen nach § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV | 66 |

A) Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

B) Vereinbarkeit der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV mit europäischem Gemeinschaftsrecht

Die Ausnahmeregelung der § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2 und 3 GasNEV ist mit europäischem Gemeinschaftsrecht vereinbar. Entgegen dem Vorbringen der Beigeladenen zu 2) und zu 3) verstößt sie weder gegen die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (GasRL) noch gegen die Vorschriften der Verordnung 1775/2005/EG über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (FernleitungsVO).

Die Vorschriften von EnWG und GasNEV zur Entgeltbildung dienen der Umsetzung von Art. 18 Abs. 1 und Art. 25 Abs. 2 GasRL. Danach gewährleisten die Mitgliedstaaten die Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zum Fernleitungsnetz auf der Grundlage veröffentlichter Tarife, wobei die Zugangsregelung nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung von Netznutzern angewandt werden muss. Den Regulierungsbehörden obliegt es, zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Tarife für die Fernleitung vor dem Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen. In Erwägungsgrund 16 der GasRL heißt es zudem, die nationalen Regulierungsbehörden sollten sicherstellen, dass die Tarife für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind und die langfristig durch Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen.

Mit Inkrafttreten der FernleitungsVO am 23.11.2005 ist diese bei der Anwendung des EnWG und der GasNEV zu beachten. Gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 Satz 1 FernleitungsVO müssen die nach Art. 25 Abs. 2 GasRL genehmigten Methoden zur Tarifberechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Art. 18 Abs. 1 GasRL veröffentlichten Tarife transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen. Erwägungsgrund 7 der FernleitungsVO stellt schließlich fest, dass bei der Berechnung der Tarife für den Netzzugang die Ist-Kosten, soweit sie den vorstehend genannten Qualifizierungen genügen, zu berücksichtigen sind. In dieser Hinsicht und insbesondere wenn ein tatsächlicher Leitungswettbewerb zwischen verschiedenen Fernleitungen gegeben ist, sind Tarifvergleiche durch die Regulierungsbehörden als relevante Methode zu berücksichtigen.

Nach § 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO können die Mitgliedstaaten beschließen, dass die Tarife auch mittels marktorientierter Verfahren wie Versteigerungen festgelegt werden können, vorausgesetzt, dass diese Verfahren und die damit verbundenen Erlöse von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Erwägungsgrund 8 der FernleitungsVO stellt klar, dass die Verwendung von marktorientierten Verfahren zur Festlegung von Tarifen mit den Bestimmungen der GasRL vereinbar sein muss. Schließlich müssen gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

Den genannten Vorgaben des Gemeinschaftsrechts ist zu entnehmen, dass die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber nach objektiven Kriterien zu bilden sind. Grundsätzlich müssen sie die Ist-Kosten, unter Berücksichtigung der in Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO genannten Qualifizierungen, widerspiegeln. Diesen Anforderungen genügt die Ausnahmeregelung der

§24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, §§ 3 Abs. 2, Abs. 3, 19 GasNEV. Bei Vorliegen von Wettbewerb ist aus ökonomischer Sicht nämlich davon auszugehen, dass die Preise den langfristigen Grenzkosten entsprechen. Bei wirksamem Leitungswettbewerb ist daher von einer weitgehenden Annäherung an die langfristigen Grenzkosten auszugehen. Damit spiegeln die Preise im Falle wirksamen Leitungswettbewerbs die Ist-Kosten wider, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume, die den Zielen der Erleichterung eines effizienten Gashandels und des Wettbewerbs nach Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO zuwiderlaufen würden, sind in diesem Falle ausgeschlossen. Hieraus ergibt sich zugleich, dass die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV, insbesondere das Merkmal „wirksamer bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb“, bereits aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen in einer Weise ausgelegt werden müssen, dass eine weitgehende Annäherung an die langfristigen Grenzkosten anzunehmen ist und wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können.

Art. 3 Abs. 1 Satz 1 FernleitungsVO gibt mit dem Grundsatz, dass die Entgelte bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung die Ist-Kosten, unter den genannten Qualifikationen, widerspiegeln müssen, lediglich das Ziel vor. Auf welche Weise die Mitgliedstaaten die Einhaltung dieser Zielvorgabe sicherstellen, obliegt ihrem nationalen Gestaltungsspielraum. Dieses Regelungsverständnis entspricht sowohl dem Subsidiaritätsprinzip als auch den in Bezug genommenen Bestimmungen der Art. 18 Abs. 1 und Art. 25 Abs. 2 GasRL. Nach diesen Vorschriften müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Tarife oder zumindest die Methoden zu ihrer Berechnung vorab genehmigt werden. Die konkrete Ausgestaltung bleibt den Mitgliedstaaten überlassen. Vorliegend ist die Genehmigung der Methode bereits auf gesetzlicher bzw. verordnungsrechtlicher Grundlage erfolgt.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass im Falle wirksamen Wettbewerbs anstelle der Genehmigung auf der Basis nachgewiesener Kosten ein marktorientiertes Verfahren in Form eines Vergleichsverfahrens bei wirksamem Leitungswettbewerb zur Bestimmung der Netzentgelte zur Anwendung kommt (§ 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, §§ 3 Abs. 2, 19 und 26 GasNEV). Die deutsche Ausnahmeregelung ist daher – wenn man sie nicht dem Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO unterstellen wollte – jedenfalls auch von Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO gedeckt. Nach dieser Bestimmung sind Mitgliedstaaten befugt, die Tarife auch mittels marktorientierter Verfahren festzulegen, sofern diese Verfahren und die damit verbundenen Einkünfte von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Da das Gemeinschaftsrecht grundsätzlich von einer Kostenorientierung der Entgelte ausgeht, ist die Ausnahmegesetzgebung des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 2 FernleitungsVO eng auszulegen und kommt daher nur in solchen Ausnahmefällen in Betracht, in denen sie der Erreichung der Ziele der FernleitungsVO dient, insbesondere also gemäß Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtert. Daher müssen, wie bereits zu Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 1 FernleitungsVO ausgeführt, wettbewerbslich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können.

C) Betreiber eines überregionalen Fernleitungsnetzes im Sinne des § 2 GasNEV

Die Betroffene ist Betreiberin eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes im Sinne von § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV. Bei dem Netz der Betroffenen handelt es sich um ein Fernleitungsnetz nach § 3 Nr. 5 EnWG, welches in der Hochdruckstufe gemäß § 3 Nr. 19 EnWG betrieben wird. Das von der Betroffenen betriebene Fernleitungsnetz dient dem Transport von Erdgas zu einem Ausspeisepunkt an der Grenze der Bundesrepublik Deutschland und dient überdies überwiegend dem Import von Erdgas und dem Transport von im Inland produziertem Erdgas. Aus dem betriebenen Fernleitungsnetz wird im Inland überwiegend Gas in nachgelagerte Gasverteilernetze ausgaspeist.

D) Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV

Die Betroffene erfüllt die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV.

Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV beziehen sich allein auf die Ausspeiseseite. Mit den Begriffen der „Ausspeisepunkte“ bzw. „ausgespeisten Mengen“ des überregionalen Gasfernleitungsnetzes wird dabei im Kontext der Vorschrift nicht nur die physische Entnahme durch Letztverbraucher erfasst, sondern auch die Übergabe von Gas an andere Netzbetreiber oder gegebenenfalls Speicherbetreiber. Angesichts des Charakters der in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV genannten Bedingungen als Mindestvoraussetzung bezeichnet der Begriff „überwiegend“ einen Anteil von jedenfalls mehr als 50 % der Ausspeisepunkte bzw. des transportierten Erdgases.

Sowohl § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 als auch Nr. 2 GasNEV stellen auf „Gebiete“ ab, in denen die Ausspeisepunkte eines überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers liegen (Nr. 1) oder in denen das transportierte Erdgas ausgespeist wird (Nr. 2). Vor dem Hintergrund von Sinn und Zweck des § 3 Abs. 2 GasNEV dient der Gebietsbegriff der Zusammenfassung von Transportleistungen, bei denen Leitungswettbewerb denkbar erscheint („die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“). Es geht um die Feststellung, inwieweit für die Transportdienstleistungen des anzeigenden überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers Transportalternativen bestehen. Umfasst werden hierbei zum einen bereits bestehende Alternativen („erreicht werden“) und zum anderen zukünftige Alternativen („erreicht werden können“). Im Rahmen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV geht es allerdings gerade noch nicht darum zu prüfen, ob die Transportdienstleistungen der verschiedenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber in wirksamem Wettbewerb stehen.

Die Beschlusskammer entnimmt der Anknüpfung an die Erreichbarkeit über Netze Dritter, dass im Rahmen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV primär die konkrete technische Anschlusssituation des jeweiligen „Gebietes“ ausschlaggebend ist. Der Gebietsbegriff des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV ist daher netzbezogen auszulegen. Die relevanten Gebiete stellen insoweit netzbezogene Gebilde dar (Netzgebiete). Es ist daher jeweils von dem Netz auszugehen, das an das überregionale Gasfernleitungsnetz angeschlossen ist und in das Gas ausgespeist wird. Eine geographische Definition des Gebietsbegriffs ist dagegen abzulehnen. Die Anknüpfung an Regionen, in denen bestimmte Regionalverteiler tätig sind, gewährleistet in keiner Weise, dass solche Ausspeisepunkte bzw. Mengen zusammengefasst werden, bei denen eine Transportalternative besteht. Besonders deutlich wird dies bei Netzbetreibern, die räumlich getrennte Netze, z. B. im Westen und im Osten Deutschlands, oder getrennte Netze unterschiedlicher Gasqualität betreiben. Allerdings steht die geographische Lage häufig in Zusammenhang mit der Anschlusssituation der Netze, so dass eine Übereinstimmung zwischen netzbezogener und geographischer Betrachtungsweise bestehen kann. Zudem kann die geographische Lage für die Frage Bedeutung gewinnen, ob bestimmte Gebiete auch über überregionale Fernleitungen Dritter „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“.

Ein bestimmtes Gebiet (Netzgebiet) wird über überregionale Fernleitungsnetze Dritter „erreicht“, wenn es neben dem Fernleitungsnetz der Betroffenen auch an das überregionale Fernleitungsnetz des Dritten angeschlossen ist. Nicht erforderlich ist hierbei, dass das Gebiet unmittelbar an das überregionale Gasfernleitungsnetz eines Dritten angeschlossen ist. Dies entspricht dem Wortlaut, der auf die Erreichbarkeit „über“ überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter abstellt, sowie dem Normzweck, auf Grundlage einer technisch orientierten Betrachtung denkbare alternative Transportleistungen zusammenzufassen. Sowohl nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 als auch Nr. 2 GasNEV sind auch Gebiete zu berücksichtigen, die über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können“. Dieses Kriterium muss vorliegend jedoch nicht weiter vertieft werden, da die Betroffene bereits unabhängig von dieser Prüfung die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV erfüllt.

I. Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV

Zwar bestehen erhebliche Bedenken bezüglich der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 GasNEV. Jedoch erfüllt die Betroffene die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 GasNEV, da insgesamt [REDACTED] der transportierten und ausgespeisten [REDACTED] kWh/a in Gebieten ausgespeist werden, die auch über überregionale Gasfernleitungs-

netze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Gesichtspunkten erreicht werden können. Die Zuordnung der transportierten und ausgespeisten Mengen zu Gebieten, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Gesichtspunkten erreicht werden können, ist Anlage 1 zu entnehmen. Die Betroffene kommt nach eigenen Berechnungen zum gleichen Ergebnis wie die Beschlusskammer.

II. Bedeutung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Die Anzeige der Betroffenen nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV ist nicht geeignet, das Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen.

Dem Wortlaut des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV („zumindest“) ist zu entnehmen, dass diese Voraussetzungen als Mindestvoraussetzungen für die Feststellung von wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb zu verstehen sind. Auch wenn sie erfüllt sind, muss daher zusätzlich geprüft werden, ob wirksamer Leitungswettbewerb i.S.v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV vorliegt.

1. Prüfungsumfang des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

§ 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV sieht nach dem Verständnis der Beschlusskammer angesichts seines Charakters als Mindestvoraussetzungen eine vereinfachte Prüfung vor, die bei negativem Ergebnis die umfassende und komplexe Prüfung, ob wirksamer Leitungswettbewerb vorliegt, entbehrlich macht. Die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV sind daher im Hinblick auf die Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs i.S.v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV auszulegen und können weniger strenge Anforderungen gegenüber § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV beinhalten.

2. Keine abschließende Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Die Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV enthält bereits ausweislich ihres Wortlauts („zumindest“) keine abschließende Regelung der Voraussetzungen, unter denen wirksamer Leitungswettbewerb anzuerkennen ist. Eine Interpretation des Wortlauts „zumindest“ im Sinne hinreichender oder abschließender Voraussetzungen für das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs widerspricht nicht nur dem Wortsinn, sondern auch der Entstehungsgeschichte der Norm. § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV-E⁴ sah zunächst vor, dass wirksamer bestehender oder potenzieller Wettbewerb unter identischen Voraussetzungen (§ 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV) vermutet wird. Diese Vermutungswirkung ist in der geltenden Fassung aufgegeben worden. Ziel der Änderung war dabei ersichtlich nicht eine Ausweitung der Ausnahmeregelung, sondern deren Einschränkung. Damit wäre es unvereinbar, die zunächst als Grundlage einer Vermutungsregelung gedachten Voraussetzungen nunmehr als hinreichende oder abschließende Voraussetzungen zu verstehen. Zudem hätte andernfalls in der Formulierung schlicht auf das Wort „zumindest“ verzichtet werden können. Die eigenständige Bedeutung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV wird gleichfalls durch den Prüfauftrag des § 3 Abs. 3 Satz 3 GasNEV bestätigt, demzufolge die Bundesnetzagentur zu prüfen hat, ob die Voraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV vorliegen.

Die in § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV niedergelegten Mindestvoraussetzungen sind daher als notwendige Voraussetzungen für die Anerkennung wirksamen Leitungswettbewerbs für den überwiegenden Teil eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes zu verstehen. Ein derartiges Verständnis ist sachlich begründet, da wirksamer Leitungswettbewerb für den überwiegenden Teil eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes jedenfalls dann ausgeschlossen werden kann, wenn dieses Netz weder hinsichtlich der Zahl der Ausspeisepunkte noch hinsichtlich der ausgespeisten Mengen überwiegend durch Transportkapazitäten anderer überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber substituiert werden kann. Die Anerkennung wirksamen Leitungswettbe-

⁴ BR-Drucksache 247/05

werbs scheidet daher aus, wenn bereits die Mindestvoraussetzungen nicht erfüllt sind. Dieses Verständnis wird insoweit auch von der Betroffenen geteilt.

3. Keine Indizwirkung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV

Der Nachweis der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV entfaltet keine Indizwirkung. So ist, wenn die Mindestkriterien erfüllt sind, zu prüfen, ob und inwieweit wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb vorliegt.

Nach Auffassung der Betroffenen besteht zumindest bei Erfüllung der in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV genannten Voraussetzungen wirksamer Leitungswettbewerb. Dieser Auffassung vermag die Beschlusskammer aus mehreren Gründen nicht zu folgen.

Die geltende Fassung des § 3 Abs. 2 GasNEV enthält nach Wegfall der ursprünglich vorgesehenen Vermutungsregelung keinerlei Hinweis auf eine Indizwirkung der aufgeführten Mindestvoraussetzungen für das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs. Soweit die ursprünglich vorgesehene Vermutungsregelung eine weitgehende Deckung zwischen dem Bestehen von Transportalternativen und wirksamem Leitungswettbewerb bzw. der Vermeidung überzogener Netzentgeltforderungen⁵ herstellte, ist diese Regelung vom Ordnungsgeber gerade verworfen worden. Was die Ausgestaltung des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 GasNEV angeht, steht eine „umfängliche“ Ausgestaltung gerade auch mit dem Verständnis als notwendiger – und nicht indizieller – Voraussetzungen für die Anerkennung wirksamen Leitungswettbewerbs in Einklang. Der Normfassung lässt sich daher keine Indiz- und Leitbildfunktion entnehmen.

Sachlich wäre eine derartige Indizwirkung ebenfalls nicht zu begründen. Die Erreichbarkeit eines „Gebietes“ über mehrere überregionale Gasfernleitungsnetze erlaubt noch keine Aussage über das Bestehen von Leitungswettbewerb. Angesichts der strukturellen Gegebenheiten wie regelmäßiges Vorliegen eines engen Oligopols, Gemeinschaftsleitungen und vertikale Integration bestehen vielmehr erhebliche Zweifel am Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs. Zudem erscheint wirksamer Leitungswettbewerb trotz technischer Erreichbarkeit eines Gebietes über mehrere überregionale Gasfernleitungsnetze etwa ausgeschlossen, wenn keine freien Leitungskapazitäten zur Verfügung stehen. Eine Indizwirkung wäre dementsprechend nicht mit den gesetzlichen Vorgaben des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG vereinbar, der allein auf „bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb“ abstellt, dessen Vorliegen aus den genannten Gründen durch die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV nicht hinreichend nachgewiesen wird.

Nach Ansicht der Beschlusskammer kann nicht schon aus dem Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 oder Nr. 2 GasNEV auf das Fehlen von Marktzutrittsschranken geschlossen werden. Andernfalls müsste bereits im Rahmen der Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV, insbesondere bei dem Merkmal der Erreichbarkeit eines Gebietes „unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen“, die Frage von Marktzutrittsschranken abschließend geprüft werden. Dies liefe aus Sicht der Beschlusskammer der Funktion des § 3 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV als Mindestvoraussetzungen zuwider. Dieser Funktion entspricht vielmehr eine Interpretation der Tatbestandsmerkmale im Sinne möglichst einfach und objektiv prüfbarer Voraussetzungen, d. h. im Sinne abstrakt-technisch orientierter Mindestkriterien. Mit der Beschränkung auf die technische Anschlusssituation ohne Berücksichtigung der wettbewerblichen Aspekte stellt die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nicht sicher, dass keine Marktzutrittsschranken bestehen.

Eine Indizwirkung der Mindestvoraussetzungen wäre schlussendlich auch nicht mit dem europäischen Gemeinschaftsrecht vereinbar. Wie bereits zur Frage der Vereinbarkeit mit europäischem Gemeinschaftsrecht näher ausgeführt, sind aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV so auszulegen, dass wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können. Der Nachweis der Erfüllung der Mindestvoraussetzungen ist hierfür jedoch, wie oben dargelegt, nicht ausreichend. Der Abschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume trägt zugleich

⁵ Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV-E, BR-Drucks. 247/05, S. 26.

den Zielen des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO Rechnung, insbesondere den effizienten Gashandel und Wettbewerb zu erleichtern sowie Quersubventionen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

E) Wirksamer bestehender oder potentieller Leitungswettbewerb

Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht.

I. Grundsätzliche Erwägungen

Bei der Prüfung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ist maßgeblich darauf abzustellen, ob wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Eine solche Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume ist insbesondere auch mit dem Regulierungskonzept der §§ 3, 19, 26 GasNEV vereinbar. Dabei hat die Prüfung zukunftsgerichtet auf den Zeitraum abzustellen, für den die Folgen der Entscheidung eintreten. Die Darlegungs- und Beweislast für die Erfüllung der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV obliegt der Betroffenen.

1. Wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume

Bei der Prüfung der Frage, ob das Fernleitungsnetz der Betroffenen zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb gemäß § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, ist darauf abzustellen, inwieweit wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Diese Lesart der § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV wird durch teleologische, systematische, normvergleichende, historische und gemeinschaftsrechtskonforme Auslegung gestützt.

a. Teleologische Auslegung

Die Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume wird durch eine Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV nach Sinn und Zweck der Norm gestützt.

(1) Prüfungsziel

Die Vorschriften des EnWG und der GasNEV ermöglichen eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung im Sinne von § 21 Abs. 2 EnWG, wenn wirksamer Leitungswettbewerb besteht. Dem lässt sich die gesetzgeberische Vorstellung entnehmen, dass wirksamer Leitungswettbewerb im Sinne dieser Vorschriften die Verwirklichung der Ziele des EnWG im Allgemeinen und der Entgeltregulierung im Besonderen auch bei Verzicht auf eine kostenorientierte Entgeltbildung sicherstellt. Die Auslegung des § 3 Abs. 2 GasNEV, insbesondere auch des Begriffs „wirksamer bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb“ in § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV, hat daher maßgeblich darauf abzustellen, unter welchen Voraussetzungen angenommen werden kann, dass eine kostenorientierte Entgeltbildung wegen der Möglichkeit des Zugangs zu konkurrierenden Leitungsnetzen entbehrlich ist. Hierbei sind die gesetzgeberischen Grundvorstellungen zur Möglichkeit von Wettbewerb in Strom- und Gasleitungsnetzen zu berücksichtigen.

Als Ziele der Entgeltregulierung nennt § 1 Abs. 2 EnWG die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas sowie die Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Dem Wettbewerb bei der Versorgung dient dabei vor allem die Verhinderung überhöhter Netzentgelte.⁶ Denn diese führen zu einer Behinderung der auf den vor- oder nachge-

⁶ Vgl. auch Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV a. F., BR-Drucks. 247/05 S. 26: „Deshalb werden die betroffenen Unternehmen von sich aus bemüht sein, Transportalternativen auch zukünftig zu eröffnen und damit überzogene Netzentgeltforderungen zu vermeiden.“

lagerten Märkten tätigen Unternehmen, insbesondere den Wettbewerbern des vertikal integrierten Unternehmens. Die Wettbewerber können diese Belastungen, im Gegensatz zu dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen i. S. v. § 3 Nr. 38 EnWG nämlich nicht durch die Netzerlöse ausgleichen.⁷ Darüber hinaus gelten auch für die Bildung der Netzentgelte die allgemeinen Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG und hier insbesondere die Ziele einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung. Auch insoweit geht es um die Verhinderung überhöhter Netzentgelte, da diese zu einer Ausbeutung der Netznutzer (bzw. im Ergebnis der Letztverbraucher) führen.⁸ Die Sicherung des Netzbetriebs als Ziel der Netzregulierung wie auch als allgemeines Ziel des EnWG verlangt umgekehrt eine ausreichende Finanzierung des Netzbetriebs. Da die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV gerade eine ausreichende Rendite und damit auch Finanzierung des Netzbetriebs gewährleistet, kommt der Sicherung des Netzbetriebs für die Auslegung der Anforderungen an eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung jedoch keine ausschlaggebende Bedeutung zu.

Entscheidend ist demnach, ob überhöhte Netzentgelte mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können. Ausgangspunkt der Überlegungen muss daher die Frage sein, ob die Betroffene über wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume verfügt.

(2) Prüfungsmaßstab

Bei der Auslegung zu berücksichtigen ist, dass die Feststellung von wirksamem Leitungswettbewerb bzw. seinem Fehlen weder dem Nachweis der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung im Rahmen einer ex-post Betrachtung dient noch der vorausschauenden Beurteilung eines Unternehmenszusammenschlusses. Vielmehr soll das Funktionieren des in Rede stehenden Marktes im Hinblick auf die Frage beurteilt werden, ob für den maßgeblichen Beurteilungszeitraum auf eine kostenorientierte Entgeltbildung im Sinne von § 21 Abs. 2 EnWG verzichtet werden kann, ohne dass nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume des betreffenden überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers zu befürchten sind.⁹ Dementsprechend reicht es nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV bereits aus, wenn das Netz zu einem „überwiegenden“ Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist. Der Gesetzgeber nimmt damit in Kauf, dass das Netz zu einem bestimmten Teil keinem wirksamen bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist und hier wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen. Dieser, vor allem im Vergleich zum allgemeinen Kartellrecht, reduzierte Prüfungsmaßstab ist vor dem Hintergrund gerechtfertigt, dass aus § 3 Abs. 2 GasNEV keine völlige Freistellung von der Regulierung folgt, sondern ein Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV eine hinreichende Kontrolle der Entgelthöhe gewährleisten soll.

b. Systematische Auslegung

Auch eine systematische Auslegung des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV unterstützt die Ausrichtung der Prüfung auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume. Dieser Ansatz ist insbesondere mit dem Regulierungskonzept der §§ 3, 19, 26 GasNEV vereinbar.

(1) Ausnahmecharakter des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV

Die Entgeltbildung nach § 19 GasNEV stellt eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung dar, die in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG als Regelfall vorgeschrieben ist. So heißt es in § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG ausdrücklich, dass durch Rechtsverordnungen „Regelungen über eine Ab-

⁷ Vgl. etwa *Hellwig* BT-Ausschussdrucks. 15(9)1539 S. 2. Nicht zu vertiefen ist vorliegend, inwieweit die Verhinderung von Diskriminierungen als weiteres Ziel der Entgeltregulierung relevant ist.

⁸ Vgl. dazu Gegenäußerung der BReg BT-Drucks. 15/4068 S. 2; *Hellwig* BT-Ausschussdrucks. 15(9)1539 S. 2, 6. Der Bundesrat (BT-Drucks. 15/3917 S. 78) hatte sogar eine Ergänzung der Ziele der Netzregulierung um den Ausbeutungsschutz vorgeschlagen.

⁹ Vgl. auch die Überlegungen der Kommission zur Problematik der Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste in Tz. 24 ff., 70 ff. der diesbezüglichen Leitlinien, ABl. Nr. C 1645 v. 11.07.2002, S. 6.

weichung von dem Grundsatz der Kostenorientierung nach § 21 Abs. 2 Satz 1“ getroffen werden können, nach denen bei bestehendem oder potenziellem Leitungswettbewerb die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder eine Preisbildung im Wettbewerb erfolgen kann. Entsprechend schreibt § 21 Abs. 2 Satz 1 Hs. 2 EnWG die kostenorientierte Entgeltbildung vor, „soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist“. Schließlich sieht auch § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV die Entgeltbildung nach § 19 GasNEV „abweichend von den §§ 4 bis 18“ vor. Der Ausnahmeregelung entsprechend obliegt auch die Darlegungs- und Beweislast für das Vorliegen der in § 3 Abs. 2 GasNEV genannten Voraussetzungen im Ausgangspunkt den Unternehmen, die diese Ausnahmeregelung für sich in Anspruch nehmen wollen, vgl. § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV.

(2) Rechtsfolgen des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV

Der Gesetz- und Ordnungsgeber hat mit der Möglichkeit der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze, ihre Netzentgelte gemäß §§ 19, 26 GasNEV marktorientiert zu bilden, keineswegs eine Vorentscheidung dahingehend getroffen, dass für die Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze ein Vergleichsverfahren grundsätzlich als ausreichend anzusehen sei. Vielmehr hat er diese Ausnahme gerade vom Nachweis wirksamen Leitungswettbewerbs abhängig gemacht und die Nachweispflicht ausdrücklich den Netzbetreibern auferlegt. Dies gilt umso mehr, als Bedenken bestehen, ob das Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV eine hinreichende Kontrolle der Entgelthöhe gewährleistet. Zum einen verlangt ein Vergleich der Netzentgelte stets die Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen den jeweiligen Netzbetreibern.¹⁰ Deren Bemessung aber stellt die Effektivität der Preismissbrauchskontrolle stark in Frage. Zum anderen kann ein Netzentgeltvergleich im Falle eines generell überhöhten Preisniveaus nicht weiterhelfen.¹¹ Gerade auf dem Energiemarkt aber ist aufgrund der seit Jahrzehnten verfestigten Struktur der Verhältnisse die Gefahr von Kostenüberhöhungstendenzen nicht von der Hand zu weisen, wie der Bundesgerichtshof in der Stadtwerke Mainz - Entscheidung ausdrücklich festgestellt hat.¹²

Gegen diese Auslegung kann auch nicht eingewandt werden, dass der Gesetzgeber sich im allgemeinen Kartellrecht trotz Vorliegens erheblicher Marktmacht (einer „marktbeherrschenden Stellung“) mit einer Missbrauchskontrolle nach §§ 19, 20 GWB bzw. Art. 82 EG begnügt. Insbesondere liegt kein unverhältnismäßiger Eingriff in die grundrechtlich gewährleistete Wirtschafts- und Wettbewerbsfreiheit der Betroffenen vor. Denn im allgemeinen Kartellrecht kann grundsätzlich von einer wettbewerblichen Kontrolle der Entgelthöhe ausgegangen werden, so dass eine allgemeine, sämtliche Unternehmen treffende (präventive) Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung unverhältnismäßig erscheinen könnte. Demgegenüber entspricht es der vom Gesetz- und Ordnungsgeber eindeutig zum Ausdruck gebrachten Einschätzung, dass Gasnetze in aller Regel als natürliche Monopole anzusehen sind, die einer über die Möglichkeiten des allgemeinen Kartellrechts hinausgehenden sektorspezifischen Regulierung bedürfen – insbesondere hat er es grundsätzlich für notwendig erachtet, dass die Netzentgelte kostenorientiert nach § 21 Abs. 2 EnWG gebildet werden. Die Möglichkeit einer marktorientierten Entgeltbildung für überregionale Gasfernleitungsnetze stellt daher lediglich eine Ausnahme dar. Auf Grundlage dieser Einschätzung ist es nicht unverhältnismäßig, die Betreiber von Gasnetzen – auch überregionalen Gasfernleitungsnetzen – grundsätzlich zur kostenorientierten Entgeltbildung zu verpflichten und eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung nur zuzulassen, wenn wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume ausgeschlossen werden können.

Schließlich darf nicht vernachlässigt werden, dass es nach § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV bereits ausreicht, wenn das Netz zu einem „überwiegenden“ Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ausgesetzt ist. Der Gesetzgeber nimmt mit einem derart reduzierten Prü-

¹⁰ Vgl. etwa BGHZ 59, 42, 45 – Stromtarif; BGH WuW/E DE-R 1513, 1518 – Stadtwerke Mainz.

¹¹ Vgl. zu dieser Schwäche von Vergleichsverfahren BGH WuW/E DE-R 1513, 1517 f. – Stadtwerke Mainz; OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 914, 916 f. – Netznutzungsentgelt.

¹² BGH WuW/E DE-R 1513, 1517 – Stadtwerke Mainz.

fungsmaßstab in Kauf, dass dem Netzbetreiber in einem gewissen Umfang wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume verbleiben. Die Rechtfertigung hierfür ist in der Rechtsfolge des § 3 Abs. 2 GasNEV zu sehen. Diese sieht keine völlige Freistellung von der Regulierung, sondern die Durchführung eines Vergleichsverfahren nach §§ 19, 26 GasNEV und damit die aufgrund der verbleibenden nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräume notwendige Kontrolle der Entgelthöhe vor.

c. Normvergleichende Auslegung

Das dargestellte Verständnis entspricht dem Ansatz, den Gesetzgeber und Rechtsprechung im Rahmen des § 19 GWB, des Art. 82 EG sowie im Telekommunikationssektor mit § 11 Abs. 1 TKG, Art. 14 Abs. 2 der Richtlinie 2002/21/EG (Rahmenrichtlinie) gewählt haben.

(1) § 19 Abs. 2 GWB

Für das deutsche Kartellrecht definiert § 19 Abs. 2 GWB den Begriff der marktbeherrschenden Stellung. Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 GWB ist ein Unternehmen marktbeherrschend, soweit es als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen auf dem sachlich und räumlich relevanten Markt ohne Wettbewerber ist oder keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist (Nr. 1), oder wenn es eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat (Nr. 2). Die Marktbeherrschung ist in beiden Alternativen durch einen vom Wettbewerb nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielraum gekennzeichnet.¹³ Eine marktbeherrschende Stellung kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB auch im Rahmen einer gemeinsamen Marktbeherrschung bestehen (Oligopol). Zwei oder mehr Unternehmen sind hier nach marktbeherrschend, soweit zwischen ihnen für bestimmte Produkte ein wesentlicher Wettbewerb nicht besteht und soweit sie in ihrer Gesamtheit die Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 Satz 1 GWB erfüllen. Diese Auslegung des Begriffs der marktbeherrschenden Stellung ist auch für das Verständnis wirksamen Leitungswettbewerbs i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV relevant, da sie in der Sache die gleiche Frage nach wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräumen behandelt. Zudem verpflichtet § 58 Abs. 3 EnWG die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt zu einer einheitlichen und den Zusammenhang mit dem GWB wahren Auslegung.¹⁴

(2) Art. 82 EG

Die gleiche Frage nach wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierten Verhaltensspielräumen wird auch bei der Prüfung einer beherrschenden Stellung i. S. v. Art. 82 EG gestellt. Nach der ständigen Rechtsprechung zu Art. 82 EG liegt eine marktbeherrschende Stellung dann vor, wenn ein Unternehmen in der Lage ist, die Aufrechterhaltung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem es die Möglichkeit hat, sich von seinen Konkurrenten, seinen Kunden und letztlich den Verbrauchern gegenüber in nennenswertem Umfang unabhängig zu verhalten.¹⁵ Teilweise wird auch gefragt, ob Voraussetzungen vorliegen, die das betreffende Unternehmen zu einem nicht zu übergehenden Geschäftspartner machen und ihm deshalb die Unabhängigkeit des Verhaltens sichern, die für eine beherrschende Stellung kennzeichnend ist.¹⁶ Auch hier ist die Möglichkeit einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung anerkannt, wenn mehrere Unternehmen auf einem bestimmten Markt gegenüber ihren Wettbewerbern, ihren Geschäftspartnern und den Verbrauchern eine kollektive Einheit darstellen.¹⁷ Wirtschaftliche Verbindungen oder sonstige verbindende Faktoren, die eine kollektive Einheit

¹³ Vgl. BKartA, Auslegungsgrundsätze (derzeit in Überarbeitung), S. 6.

¹⁴ Vgl. auch Regierungsbegründung zu § 58 Abs. 3, BT-Drucks. 15/3917, S. 69.

¹⁵ Vgl. z.B. EuGH v. 14.02.1978, Rs. 27/76 – United Brands, Slg. 1978, 207 Rz. 65 f.; EuG v. 23.10.2003, Rs. T-65/98 – Van den Bergh Foods /J. Kommission, Rdnr. 154.

¹⁶ EuGH v. 13.02.1979, Rs. 85/76 – Hoffmann-La Roche, Slg. 1979, 461 Rz. 41; ähnlich EuG v. 22.11.2001, Rs. T-139/98 – AAMS, Slg. 2001, II-3413 Rz. 51; EuG v. 23.10.2003, Rs. T-65/98 – Van den Bergh Foods /J. Kommission, Rz. 154.

¹⁷ EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 41.

begründen, müssen den Unternehmen erlauben, auf dem betroffenen Markt gemeinsam und einheitlich vorzugehen und unabhängig von ihren Konkurrenten, ihren Abnehmern und den Verbrauchern zu handeln.¹⁸ Verbindende Faktoren können sich aus einer wirtschaftlichen Beurteilung und insbesondere einer Beurteilung der Struktur des fraglichen Marktes ergeben.¹⁹ Insbesondere kann sich eine oligopolistische Interdependenz ergeben, wenn Markttransparenz gegeben ist, eine Überwachung und gegebenenfalls Vergeltung von Abweichungen möglich ist und schließlich die voraussichtliche Reaktion der Konkurrenten wie auch der Verbraucher die erwarteten Ergebnisse des gemeinsamen Vorgehens nicht in Frage stellt.²⁰ Ein gewisses Maß an Innenwettbewerb steht der Annahme einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung nicht entgegen.²¹

(3) § 11 Abs. 1 Satz 2 TKG

Im Telekommunikationssektor sieht § 11 Abs. 1 Satz 2 TKG vor, dass wirksamer Wettbewerb dann nicht besteht, wenn ein oder mehrere Unternehmen auf einem Markt über beträchtliche Marktmacht verfügen.²² Beträchtliche Marktmacht eines Unternehmens wird dann angenommen, wenn es allein oder gemeinsam mit anderen eine der Beherrschung gleichkommende Stellung einnimmt. Das Konzept der beträchtlichen Marktmacht i. S. v. § 11 Abs. 1 TKG setzt die Vorgaben des Art. 14 Abs. 2 Unterabs. 1 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) um. Gemäß Erwägungsgrund 25 der Rahmenrichtlinie beruht die Definition des Begriffs der beträchtlichen Marktmacht in der Rahmenrichtlinie auf dem Konzept der marktbeherrschenden Stellung nach der einschlägigen Rechtsprechung des Gerichtshofes und des Gerichts erster Instanz der Europäischen Gemeinschaften, die wie dargestellt an die Verhaltensspielräume des Unternehmens anknüpft.

(4) Art. 14 Abs. 2 Richtlinie 2002/21/EG

Eine zusätzliche Präzisierung enthält Art. 14 Abs. 2 Unterabs. 2 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) hinsichtlich der Beurteilung, ob zwei oder mehr Unternehmen auf einem Markt gemeinsam eine beherrschende Stellung einnehmen. Hierbei geht die Rahmenrichtlinie von einer gemeinsamen marktbeherrschenden Stellung aus, wenn die Unternehmen – selbst bei Fehlen struktureller oder sonstiger Beziehungen untereinander – auf einem Markt tätig sind, dessen Struktur als förderlich für koordinierte Effekte angesehen wird, das heißt wenn hierdurch ein paralleles oder angeglichenes wettbewerbswidriges Verhalten auf dem Markt gefördert wird.²³ Als relevante Merkmale werden in Anhang II der Rahmenrichtlinie insbesondere die Marktkonzentration und die Transparenz genannt. Außerdem enthält Anhang II der Rahmenrichtlinie eine nicht abschließende Liste, die folgende weitere Merkmale aufzählt: gesättigter Markt, stagnierendes oder begrenztes Wachstum auf der Nachfrageseite, geringe Nachfrageelastizität, gleichartiges Erzeugnis, ähnliche Kostenstrukturen, ähnliche Marktanteile, Fehlen technischer Innovation / ausgereifte Technologie, keine Überkapazität, hohe Marktzutrittshemmnisse, Fehlen eines Gegengewichts auf der Nachfrageseite, Fehlen eines potenziellen Wettbewerbs, verschiedene Arten informeller oder sonstiger Verbindungen zwischen den betreffenden Unternehmen, Mechanismen für Gegenmaßnahmen, fehlender Preiswettbewerb oder begrenzter Spielraum für Preiswettbewerb.

¹⁸ EuGH v. 31.03.1998, Rs. C-68/94 u.a. – Frankreich / Kommission (Kali + Salz), Slg. 1998, I-1375 Rz. 221; EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 42; EuG v. 06.06.2002, Rs. T-342/99 – Airtours, Slg. 2002, II-2585 Rz. 59.

¹⁹ EuGH v. 16.03.2000, Rs. C-395 und 396/96 P – Compagnie Maritime Belge, Slg. 2000, I-1365 Rz. 45.

²⁰ EuG v. 06.06.2002, Rs. T-342/99 – Airtours, Slg. 2002, II-2585 Rz. 62.

²¹ EuGH v. 30.09.2003, Rs. T-191/98 – Atlantic Container Line, Rz. 650, 654, 714.

²² Vgl. auch die Legaldefinition des § 3 Nr. 31 TKG, wonach „wirksamer Wettbewerb“ im Sinne des TKG die Abwesenheit von beträchtlicher Marktmacht i. S. v. § 11 Abs. 1 Satz 3 – 5 TKG ist.

²³ Vgl. Anhang II Satz 2 der Richtlinie 2002/21/EG über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie) sowie deren Erwägungsgrund 26.

d. Historische Auslegung

Die ursprünglich in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV-E enthaltene Vermutung für wirksamen Leitungswettbewerb bei Vorliegen der Voraussetzungen dieses Satzes wurde gestrichen, was deutlich macht, dass der Ordnungsgeber Zweifel am Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs hatte. Auch dem Umstand, dass der Gesetz- und Ordnungsgeber bei Erlass des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG und des § 3 Abs. 2 GasNEV von der Existenz von Monopolen oder allenfalls engen Oligopolen auf der Ebene der überregionalen Gasfernleitungsnetze wusste, kann nicht entnommen werden, dass er eingeschränkte Anforderungen an die wettbewerbliche Kontrolle von Verhaltensspielräumen stellen wollte. Dies wäre sachlich nicht zu begründen und widerspräche auch der gemeinschaftsrechtskonformen Auslegung des § 3 Abs. 2 GasNEV.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass der Ordnungsgeber im Bewusstsein der bestehenden gesetzlichen Regelungen und der diesbezüglichen Definitionen explizit eine Prüfung auf wirksamem bestehenden oder potenziellen Wettbewerb vorgesehen hat. Wenn der Ordnungsgeber für die Frage des Leitungswettbewerbs eine grundlegend andere Prüfung gewollt hätte, dann hätte er die insoweit bereits belegten Begriffe vermeiden und ausdrücklich eine eingeschränkte oder gänzlich andere Prüfung vorgeben können.

e. Gemeinschaftsrechtskonforme Auslegung

Die Anknüpfung an wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume wird im Übrigen auch durch das Gemeinschaftsrecht gefordert. Wie bereits zur Frage der Vereinbarkeit mit europäischem Gemeinschaftsrecht näher ausgeführt, sind bereits aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen die Anforderungen des § 3 Abs. 2 GasNEV so auszulegen, dass wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Preissetzungsspielräume ausgeschlossen werden können. Der Ausschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume trägt zugleich den Zielen des Art. 3 Abs. 1 Unterabs. 3 FernleitungsVO Rechnung, insbesondere den effizienten Gashandel und Wettbewerb zu erleichtern sowie Quersubventionen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

f. Marktmacht als Prüfungskriterium

Der Ausschluss wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Verhaltensspielräume kann auch mit dem Fehlen beträchtlicher Marktmacht bezeichnet werden, das Bestehen derartiger Spielräume mit dem Vorliegen beträchtlicher Marktmacht. Klarzustellen ist, dass erhebliche Marktmacht in dem geschilderten Sinne nicht gleichbedeutend ist mit einem bestimmten Marktanteil. Vielmehr ist im Rahmen der Marktmachtprüfung stets darauf abzustellen, ob und inwieweit das betreffende Unternehmen über wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume verfügt. Die Prüfung beschränkt sich damit nicht auf die Ermittlung der Marktanteile, sondern sieht eine Gesamtschau der Wettbewerbsverhältnisse vor, wie im Übrigen auch von der Betroffenen gefordert. Dabei ist auch zu beachten, dass sich wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume auch für mehrere Unternehmen gemeinschaftlich ergeben können.

Aus ökonomischer Sicht wird auf den Begriff der Marktmacht abgestellt. Als Marktmacht wird in der Wirtschaftstheorie der Preissetzungsspielraum verstanden, d.h. die Fähigkeit eines oder mehrerer Unternehmen, einen Preis für ein Gut zu verlangen, der über den langfristigen Grenzkosten liegt.²⁴ Wirksamer Wettbewerb liegt dann vor, wenn ein bestimmter Grad an Marktmacht (signifikante Marktmacht) nicht überschritten wird. Signifikante Marktmacht liegt vor, wenn ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen die Fähigkeit hat, Preise oberhalb der langfristigen Grenzkosten zu verlangen. Hierbei ist anerkannt, dass zwischen dem ökonomischen Begriff der Marktmacht und dem juristischen Begriff der Marktbeherrschung ein Zusammenhang besteht. Marktbeherrschung kann insoweit als der normativ festgelegte Grad an Marktmacht

²⁴ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 49.

verstanden werden, bei dem im Rechtssinne nicht mehr von einem wirksamen Wettbewerb ausgegangen wird.²⁵

Die Prüfung wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierter Preissetzungsspielräume bzw. des Bestehens erheblicher Marktmacht entspricht auch der Praxis der US-amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Diese hat im Jahre 1996 hinsichtlich der US-amerikanischen Interstate Natural Gas Pipelines einen Rahmen für die Zulässigkeit marktbasierter Transportentgelte (market-based rates) anstelle der traditionellen kostenbasierten Entgelte (cost-of-service based rates) festgelegt. Damit sollen im Wesentlichen zwei Prüfzwecke verfolgt werden: (1) ob der Antragsteller Dienstleistungen zurückhalten oder beschränken und damit Preise um einen signifikanten Betrag für einen signifikanten Zeitraum erhöhen kann, und (2) ob der Antragsteller bei den Preisen oder Geschäftsbedingungen ungerechtfertigt diskriminieren kann. Die Zulässigkeit marktbasierter Entgelte setzt danach voraus, dass das Fehlen von Marktmacht (lack of market power) festgestellt wird, weil Kunden über ausreichend geeignete Alternativen verfügen; gegebenenfalls käme auch die Bindung marktbasierter Preisbildung an bestimmte Voraussetzungen in Betracht, die die Ausübung von Marktmacht ausschließen. Marktmacht wird hierbei definiert als die Fähigkeit eines Leitungsbetreibers, Preise für einen signifikanten Zeitraum über dem Wettbewerbsniveau aufrecht zu erhalten.²⁶

2. Relevanter Beurteilungszeitpunkt

Die Prüfung hat zum Zeitpunkt der Entscheidung auf den zukünftigen Zeitraum abzustellen, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung weiterhin anerkannt oder aber die kostenorientierte Entgeltbildung angeordnet werden soll. Die Beurteilung, ob das überregionale Gasfernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist, hat zum Ziel festzustellen, ob eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung gerechtfertigt ist. Sie betrifft die zukünftige Entgeltbildung der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze. Eine Verpflichtung zu kostenorientierter Entgeltbildung für die Vergangenheit wird nicht begründet, wie § 3 Abs. 3 Satz 5 GasNEV ausdrücklich festlegt. Das Verfahren nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV hat somit nicht den Charakter eines Missbrauchsverfahrens, mit dem rechtswidriges Verhalten in der Vergangenheit festgestellt werden soll. Vielmehr ist für den Zeitraum, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung weiterhin anerkannt oder aber die kostenorientierte Entgeltbildung angeordnet werden soll, zu prüfen, ob die materiellen Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNEV vorliegen. Dementsprechend verlangt die Begründung zu § 3 Abs. 3 GasNEV-E den Nachweis, „dass die Tatbestandsvoraussetzungen des Absatzes 2 für die Dauer dieses Zeitraums weiterhin vorliegen.“²⁷ Zwar bezieht sich diese Formulierung unmittelbar nur auf die der ersten Anzeige folgenden Zweijahreszeiträume, doch muss Entsprechendes für den ersten Anzeigezeitraum gelten. Nur dies entspricht auch den Vorgaben des § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, demzufolge „bei“ bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder eine Preisbildung im Wettbewerb erfolgen kann. Eine (weitere) Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung ist damit ausgeschlossen, wenn nicht für den betreffenden Zeitraum das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs festgestellt werden kann.

Dieser Ansatz steht nicht in Widerspruch zu der Nachweispflicht der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze. Zwar bestand diese gemäß §§ 3 Abs. 3 Satz 1, 32 Abs. 5 GasNEV bereits unverzüglich nach dem 01.01.2006. Die Nachweispflicht bezieht sich aus den dargestellten Gründen nicht allein auf die Wettbewerbssituation zum Zeitpunkt der Antragseinreichung, sondern auf den gesamten Zeitraum, für den eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung (weiterhin) begründet werden soll. Dem Umstand, dass § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV eine Aktualisierung nicht ausdrücklich vorschreibt, lässt sich insoweit nicht entnehmen, dass die Ver-

²⁵ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 58.

²⁶ US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC ¶ 61,076, S. 20 f.

²⁷ BT-Drucks. 246/05, S. 26.

wertung aktuellerer Informationen bei der Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse ausgeschlossen ist.

3. Darlegungslast der Betroffenen

Die Bundesnetzagentur hat auf der Grundlage des vorstehend dargelegten Verständnisses der tatbestandlichen Anforderungen an wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ein Prüfkonzept entwickelt und der Betroffenen die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Hiermit sollte ein Weg aufgezeigt werden, wie das Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV in einer objektiven und nachprüfaren Weise festgestellt werden kann. Denn die Anzeige der Betroffenen vom 23.12.2005 und die von ihr eingereichten Unterlagen waren nach Auffassung der Bundesnetzagentur schon grundsätzlich nicht geeignet, wirksamen tatsächlichen oder potenziellen Leitungswettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 GasNEV nachzuweisen. Insbesondere lag ihnen kein tragfähiges und prüfbares Konzept zur Feststellung wirksamen Leitungswettbewerbs zu Grunde. Vielmehr beschränkte sich der Vortrag der Betroffenen auf Ausführungen zur Durchführung einzelner Leitungsbauprojekte in der Vergangenheit und zur generellen Möglichkeit zukünftiger Leitungsbauprojekte, aus denen die pauschale Existenz von Leitungswettbewerb hergeleitet wurde. Der Auffassung der Betroffenen, dass sich die Nachweispflicht allein auf die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV beziehe, vermag die Beschlusskammer nicht zu folgen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Marktteilnehmer in einem Wettbewerbsmarkt sehr wohl über Informationen verfügt, die es ihm erlauben bestehenden oder potenziellen Wettbewerb dazulegen. Allein aus der fehlenden Definition des Begriffs des Leitungswettbewerbs davon auszugehen, dass eine Darlegung von Nachweisen zur Existenz von Leitungswettbewerb der Betroffenen nicht möglich sei, ist nicht nachvollziehbar. Zwar hat der Ordnungsgeber auf eine Definition des Begriffs Leitungswettbewerbs verzichtet, jedoch führt die Beschlusskammer dies auf den Umstand zurück, dass dem Ordnungsgeber nicht bekannt war, wie Leitungswettbewerb charakterisiert ist und er davon ausgegangen ist, dass Netzbetreiber, die dem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind, möglich ist ihre unternehmensspezifische Situation im Leitungswettbewerb darzulegen.

Die Beschlusskammer hat zur Durchführung des Prüfkonzeptes im Interesse der Betroffenen bestimmte Daten erhoben, zu deren Ermittlung diese möglicherweise nicht in der Lage gewesen wäre. Die der Betroffenen nach § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV auferlegte Darlegungs- und Beweislast zum Nachweis der Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV bleibt davon unberührt.

II. Marktabgrenzung

Bei der Marktabgrenzung ist auf das Bedarfsmarktkonzept abzustellen. Dabei sind nur konkurrierende überregionale Leitungsnetze zu betrachten. Bei den Transportdienstleistungen ist nach herkunfts- und zielseitig übereinstimmenden Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten zu unterscheiden.

Ausspeisekapazitäten, die herkunftsseitig demselben virtuellen Punkt 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, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Einspeisekapazitäten, die zielseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden und die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Kapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, sind dagegen unterschiedlichen Märkten zuzuordnen. Insoweit hat die Betroffene auch nichts Gegenteiliges nachgewiesen.

Im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene auf allen relevanten Märkten alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Vorliegend kann innerhalb dieses Marktgebietes die konkrete Zuordnung von Aus- und Einspeisepunkten zu einzelnen Märkten und damit die genaue Marktabgrenzung für eine Untersuchung des Status quo offen bleiben, da die Betroffene die alleinige überregionale Fernleitungsnetzbetreiberin auf diesen relevanten Märkten ist, hier also keine weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber Transportdienstleistungen anbie-

ten. Im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene auf 5 relevanten Märkten aktiv, auf denen neben der Betroffenen mindestens ein weiterer überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber Transportdienstleistungen anbietet. Wie die restlichen Ein- und Ausspeisepunkte zu relevanten Märkten zusammengefasst werden, kann vorliegend offen bleiben, da die Betroffene an diesen Punkten weiterhin alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen ist. Unter Berücksichtigung der angedachten Zusammenlegung der L-Gas Marktgebiete der Betroffenen, der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG und der EWE Netz GmbH können ausspeiseseitig 4 relevante Märkte identifiziert werden, auf denen sowohl die Betroffene als auch der überregionale Fernleitungsnetzbetreiber die Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG tätig sind. Auf allen anderen Märkten ist die Betroffene weiterhin alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Die relevanten Märkte, auf denen die Betroffene mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern tätig ist, und die dazugehörigen Ein- und Ausspeisepunkte können der Anlage 2 entnommen werden.

1. Marktabgrenzung anhand des Bedarfsmarktkonzeptes

Die Beschlusskammer stützt sich bei der Marktabgrenzung auf das so genannte Bedarfsmarktkonzept, das nach ständiger Rechtsprechung für die Bestimmung des sachlichen Marktes maßgebend ist. Danach sind einem (Angebots-) Markt alle Produkte zuzurechnen, die aus Sicht der Nachfrager nach Eigenschaft, Verwendungszweck und Preislage zur Deckung eines bestimmten Bedarfs austauschbar sind.²⁸ Abzustellen ist auf die funktionelle Austauschbarkeit der fraglichen Güter aus der Sicht der (potenziellen) Kunden, die diese Güter zur Deckung eines spezifischen Bedarfs nachfragen.²⁹ Die Marktabgrenzung dient dabei dem Ziel, die Wettbewerbskräfte zu ermitteln, denen die beteiligten Unternehmen ausgesetzt sind, um feststellen zu können, ob die Verhaltensspielräume eines Unternehmens hinreichend durch den Wettbewerb kontrolliert werden.³⁰

Die Prüfung des Vorliegens von wirksamem Leitungswettbewerb betrifft Gastransportdienstleistungen durch überregionale Gasfernleitungsnetze. Da derartigen Transportdienstleistungen eine geographische Komponente immanent ist und die Grenzen von sachlicher und räumlicher Marktabgrenzung aus diesem Grund fließend sind, erscheint eine Abgrenzung des relevanten Marktes ohne strikte Differenzierung nach sachlich und räumlich relevantem Markt sachgerecht. Bereits bei der Bestimmung des sachlich relevanten Marktes müssen räumliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Eine zusätzliche Abgrenzung des räumlich relevanten Marktes würde daher keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn bringen.

2. Keine Anwendung des hypothetischen Monopoltests

Die Durchführung eines hypothetischen Monopoltests ist vorliegend nicht zur Abgrenzung der relevanten Märkte geeignet.

Der hypothetische Monopoltest ist ein Ansatz zur Abgrenzung relevanter Märkte. Dieser Test stellt die Frage, ob ein gewinnmaximierender hypothetischer Monopolist, d.h. ein Unternehmen, das der einzige Anbieter eines Produktes oder einer Dienstleistung ist, den Preis dafür signifikant und nicht nur vorübergehend anheben würde. Wenn das der Fall wäre, dann wäre der relevante Markt abgegrenzt und das hypothetische Monopol würde über Marktmacht verfügen. Würde die Anhebung des Preises durch den hypothetischen Monopolisten jedoch zu keiner Erhöhung des Gewinns führen, dann wären der Marktmacht des hypothetischen Monopolisten offensichtlich Schranken gesetzt. Diese Schranken können entweder durch Ausweichreaktionen der Konsumenten oder durch Angebotsreaktionen anderer Unternehmen gebildet werden. Um eine Preiserhöhung unprofitabel erscheinen zu lassen, ist es nicht notwendig, dass alle Kunden bei einer Preiserhöhung auf Substitute ausweichen. Würde eine signifikante und nicht nur vorübergehende Preiserhöhung von einem gewinnmaximierenden Monopolisten nicht durchgeführt,

²⁸ BGH v. 21.12.2004, KVR 26/03, WuW/E DE-R 1419, 1423 – trans-o-flex; BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 18 – National Geographic II.

²⁹ BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 18 – National Geographic II.

³⁰ BGH v. 16.01.2007, KVR 12/06, WuW/E DE-R 1925, 1928 Tz. 19 – National Geographic II.

müssten weitere Produkte bzw. Dienstleistungen und Gebiete dem Markt hinzugefügt werden und der Test müsste für diesen Fall wiederholt werden. Die Kernfrage ist also, welche Preiserhöhung über welche Dauer noch akzeptabel ist bevor wettbewerbspolitische Konsequenzen zu ziehen sind. Im Allgemeinen wird eine Grenze bei einer Preiserhöhung von 5 bis 10 % für eine Dauer von einem Jahr gesetzt. Da ein gewinnmaximierender hypothetischer Monopolist seinen Preis immer im elastischen Bereich der Nachfragefunktion wählen wird, d.h. an einer Stelle der Nachfragefunktion, an der die Elastizität größer oder gleich 1 ist, wird eine Preiserhöhung um 10 % unrentabel, wenn die Nachfrage bei einer solchen Preiserhöhung um mindestens 10 % zurückgeht. Der relevante Markt umfasst die Produkte bzw. Dienstleistungen und Gebiete, für die ein gewinnmaximierendes Unternehmen den Preis nicht nur vorübergehend um einen kleinen aber signifikanten Betrag erhöhen wird. Im Englischen wird dieses Konzept der Marktabgrenzung auch als SSNIP-Test (Small but Significant Non-transitory Increase in Price) bezeichnet.

Ausgehend von dem Markt für Transportdienstleistungen wäre nach dem hypothetischen Monopoltest zu untersuchen, auf welche anderen Transportdienstleistungen ein Nachfrager nach dieser Transportdienstleistung ausweichen würde, wenn das Transportentgelt um ca. 10 % für die Dauer von einem Jahr steigen würde. Wenn keine Substitution stattfindet, so dass diese Preiserhöhung für den überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber rentabel ist, dann wäre der relevante Markt abgegrenzt. Erfolgt jedoch eine Substitution der Transportdienstleistung durch andere Transportdienstleistungen in einem Maße, dass die Erhöhung des Transportentgelts unprofitabel ist, dann wären diese anderen Transportdienstleistungen dem Markt hinzuzufügen. Anschließend ist erneut zu prüfen wie sich das Verhalten der Nachfrager bei einer erneuten Erhöhung des Transportentgelts des hypothetischen Monopolisten verändert. Dieser Test wird solange durchgeführt, bis eine Preiserhöhung profitabel ist, denn dann ist in der Regel eine Angebots- substitution nicht mehr möglich und der relevante Markt gefunden.

Der hypothetische Monopoltest weist bei der Untersuchung, ob bereits Marktmacht vorliegt, ein Problem auf, das als „Cellophane Fallacy“ bekannt ist. Bei der Frage nach dem Vorliegen von Marktmacht ist zu untersuchen, ob der herrschende Preis aufgrund aktueller bestehender Marktmacht bereits überhöht ist. Wäre dies der Fall und würde man von diesem Preis ausgehend die Effekte einer weiteren Erhöhung untersuchen, so besteht die Gefahr, den relevanten Markt eventuell zu weit abzugrenzen und daher die Marktmacht eines Unternehmens zu unterschätzen.

Eine Durchführung des hypothetischen Monopoltests bietet sich schon daher nicht an, weil nach Ansicht der Beschlusskammer die Voraussetzungen für eine Anwendung nicht erfüllt sind. Voraussetzungen für die Durchführung des hypothetischen Monopoltest sind die Kenntnis über den Wettbewerbspreis und die Kenntnis über die Preiselastizität der Nachfrage. Die Preiselastizität der Nachfrage drückt aus, wie die Nachfrage auf eine Veränderung des Produktpreises reagiert. Die Preiselastizität der Nachfrage kann mithilfe empirischer Ermittlungen abgeschätzt werden. Die Daten für die Ermittlung einer Preiselastizität der Nachfrage sind jedoch nicht verfügbar bzw. nicht im ausreichenden Umfang verfügbar. Unter anderem sind Daten über die Wechselhäufigkeit bei Preiserhöhungen, die alternativen Transportdienstleistung, die Höhe der Transportentgelte zum Zeitpunkt des Wechsels und die substituierten Kapazitäten notwendig, um eine Aussage über die Preiselastizität treffen zu können. Der Gutachter der Betroffenen berücksichtigt bei der von ihm vorgenommenen gedanklichen Ableitung einer Preiselastizität nicht die tatsächlichen Begebenheiten und Rahmenbedingungen des Gasnetzzugangs, sondern beruft sich auf Aussagen des Bundeskartellamtes. Die vom Bundeskartellamt getätigte Aussage bezieht sich allerdings auf die Belieferung von Endkunden mit Gas.³¹ Eine Übertragbarkeit der Aussage des Bundeskartellamtes auf die Märkte für Transportdienstleistungen ist aufgrund der unterschiedlichen Marktakteure auf den Märkten für Transportdienstleistungen und den Märkten für die Belieferung von Endkunden mit Gas nicht möglich. Entgegen den Ausführungen der Betroffenen handelt es sich bei den nachgelagerten Netzbetreibern um sogenannte „captive consumer“. Die nachgelagerten Netzbetreiber sind nicht in der Lage von sich aus das Marktgebiet zu wechseln, sondern sind innerhalb des entsprechenden Marktgebiets an den vorgelagerten Netzbetreiber –

³¹ Bundesnetzagentur (2006), „Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkingbericht“, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Seite 132.

die Betroffene – gebunden. Zudem spielt das Netzentgelt der Betroffenen für den nachgelagerten Netzbetreiber keine Rolle, da es für ihn eine durchlaufende Kostenposition darstellt. Insofern ist auch nicht von einer hohen Preiselastizität auszugehen. Der Beschlusskammer liegen zudem keine Informationen vor, ob das Entgelt für Transportdienstleistungen tatsächlich ein Wettbewerbspreis ist, da gerade die Untersuchung, ob Leitungswettbewerb vorliegt, erstmals durchgeführt wird. Unterstellt man der Betroffenen eine marktbeherrschende Stellung inne zu haben, dass also das Entgelt für die Transportdienstleistung oberhalb des Preises unter Wettbewerbsbedingungen liegt, dann läuft man hier Gefahr den Fehler der „Cellophane Fallacy“ zu begehen und den Markt zu weit abzugrenzen. In diesem Zusammenhang stellt sich daher die Frage, ob das Entgelt für Transportdienstleistungen als Ausgangspunkt des hypothetischen Monopoltests nicht per se schon überhöht ist. Auch wenn das Konstrukt des hypothetischen Monopoltests nur als gedankliches Experiment durchgeführt wird, ist bereits die Annahme, dass es sich bei dem Entgelt für Transportdienstleistungen mit hinreichender Sicherheit um einen Wettbewerbspreis handelt, aus den vorhergehenden Überlegungen abzulehnen. Die vorgetragenen Beweggründe zur Verneinung der Anwendung des hypothetischen Monopoltests auf den Markt für Transportdienstleistungen im überregionalen Fernleitungsnetz wurden bereits vom Bundesgerichtshof im Fall „Soda-Club II“ gesehen.³²

3. Wettbewerb durch konkurrierende Leitungsnetze

Bei der Marktabgrenzung ist nur auf konkurrierende überregionale Fernleitungsnetze abzustellen. Voraussetzung für eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung ist nach § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV konkretisiert dies dahin, dass das überregionale Gasfernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt sein muss. Die Mindestvoraussetzungen des § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV stellen darauf ab, ob die Gebiete, in die der Betreiber eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes ausspeist, auch „über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter“ erreichbar sind. Auch die Begründung zu § 3 Abs. 2 GasNEV-E spricht von „Transportwettbewerb im Sinne von strukturell bestehenden Transportalternativen auf der überregionalen Ferngasstufe“ und verweist insbesondere auf „pipe-to-pipe“ und „pipe-in-pipe“-Wettbewerb.³³

a. Keine Berücksichtigung anderer Energieträger

Nicht ausreichend ist nach dieser normativen Vorentscheidung insbesondere eine Beschränkung der Preissetzungsspielräume durch Substitutionswettbewerb hinsichtlich anderer Energieträger. Dies entspricht auch der Formulierung in Erwägungsgrund 7 der FernleitungsVO (EG) Nr. 1775/2005 („tatsächlicher Leitungswettbewerb zwischen verschiedenen Fernleitungen“).

Im Übrigen ergäbe sich auch bei Berücksichtigung der Substitutionsmöglichkeiten durch andere Energieträger keine Änderung der Beurteilung. Zwar ist denkbar, dass Letztverbraucher auf andere Energieträger ausweichen und daher auch die Nachfrage nach Gastransportdienstleistungen zurückgeht, was eine preisdisciplinierende Wirkung haben könnte. Der Wechsel des Energieträgers ist für Letztverbraucher jedoch mit erheblichen Wechsel- und Umrüstkosten sowie Zeitaufwand verbunden, so dass die Schwelle für einen Wechsel des Energieträgers regelmäßig sehr hoch liegt und keine hinreichende preisdisciplinierende Wirkung entfaltet.³⁴ Anderes mag für einzelne industrielle Abnehmer gelten, die über bivalente Anlagen verfügen, deren Anzahl jedoch gering ist. Auch haben empirische Untersuchungen der Preiselastizität der Nachfrage nach Erdgas (nicht: Transportdienstleistung) im industriellen Sektor der OECD-Länder

³² BGH v. 04.03.2008, KVR 21/07

³³ BR-Drucks. 247/05, S. 25. Vgl. auch S. 26: „Deshalb werden die betroffenen Unternehmen von sich aus bemüht sein, Transportalternativen auch zukünftig zu eröffnen und damit überzogene Netzentgeltforderungen zu vermeiden.“

³⁴ BGH, Urteil vom 09.07.2002, Az. KZR 30/00, Beschlussausfertigung S. 12 f. – Fernwärme für Börsen; KG, 28.12.1984, WuW/E OLG 3443, 3445 – Energieversorgung Schwaben/Technische Werke Stuttgart; OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, Az. VI-2 U (Kart) 8/06.

gezeigt, dass auch diese kurzfristig sehr unelastisch ist (-0,067).³⁵ Damit kann bei keiner Gruppe von Nachfragern nach Erdgas von einer hinreichenden Substitution durch andere Energieträger bei einer Erhöhung des Transportentgelts für die Nutzung überregionaler Fernleitungen ausgegangen werden.

Der Bundesgerichtshof hat zwar in Betracht gezogen, dass Neukunden zur Deckung ihres Wärmebedarfs unmittelbar zwischen verschiedenen Energieträgern wählen könnten und dadurch ein Wettbewerbsdruck entstehe, der allen Kunden zugute komme, auch wenn für den einzelnen Kunden unter Umständen der Wechsel zu einer anderen Energieart wegen der hiermit verbundenen Kosten keine echte Alternative darstelle.³⁶ Insoweit ist jedoch zu berücksichtigen, dass vorliegend nur die wettbewerbliche Kontrolle der Netzentgelte eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers in Rede steht, die Entscheidung über den Wechsel des Energieträgers aber nicht allein von diesen Netzentgelten, sondern von der Höhe der Gesamttransportentgelte und vor allem von der Höhe des Energiepreises abhängt. Eine relevante preisdisciplinierende Wirkung ist daher von der Substitutionsmöglichkeit durch andere Energieträger nicht zu erwarten. Insoweit geht auch der Bundesgerichtshof grundsätzlich nicht von einer Substituierbarkeit durch andere Energieträger aus.³⁷

b. Eingrenzung auf die überregionale Fernleitungsstufe

Darüber hinaus stellt die Verordnung zunächst nur auf Wettbewerb durch konkurrierende überregionale Gasfernleitungsnetze ab. Nach der Begründung zu § 2 Satz 1 Nr. 3 GasNEV ist eine definitorische Eingrenzung der überregionalen Ferngasstufe deshalb vorgenommen worden, weil es Transportalternativen für den Bezug von importiertem und im Inland gefördertem Gas nur auf dieser Stufe gebe.³⁸ Dementsprechend verlangen die Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV, dass die Ausspeisepunkte in Gebieten liegen, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden. Wettbewerb durch Transportkapazitäten anderer Netzbetreiber findet daher nach dem Wortlaut der GasNEV nur insoweit Berücksichtigung, als über diese auch Wettbewerb durch Betreiber anderer überregionaler Gasfernleitungsnetze ermöglicht wird. Dies entspricht grundsätzlich dem Gedanken des Leitungswettbewerbs. Denn Transportkapazitäten eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes stehen grundsätzlich nur in Wettbewerb zu solchen Transportkapazitäten, die ihrerseits überregionalen Charakter haben, wenn sie gegebenenfalls auch in Verbindung mit Transportkapazitäten nachgelagerter Netze betrachtet werden müssen.

4. Unterscheidung zwischen ein- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen

Bei der Abgrenzung der relevanten Märkte ist zwischen einspeise- und ausspeiseseitigen Transportdienstleistungen zu unterscheiden. Insbesondere würde eine auf die Ausspeiseseite beschränkte Prüfung zu kurz greifen.

a. Gasnetzzugangmodell

Die Unterscheidung zwischen der Einspeise- und der Ausspeiseseite ergibt sich aus dem in § 20 Abs. 1b EnWG geregelten Gasnetzzugangmodell. Danach müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind, § 20 Abs. 1b Satz 1 EnWG. Die freie Zuordenbarkeit ist nur durch technische oder wirtschaftliche Unzumutbarkeit begrenzt, das bedeutet sie soll in enger Kooperation netzübergreifend und damit auch über verschiedene überregionale Netze sichergestellt

³⁵ Liu, Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries, Discussion Papers 373, Statistics Norway, Research Department, 2004, S. 13.

³⁶ BGH v. 13.06.2007, Az. VIII ZR 36/06, Umdruck S. 17 zur gesetzgeberischen Intention bei Verzicht auf eine Tarifgenehmigung im Gasbereich.

³⁷ BGH, Urteil vom 29.04.2008, Az. KZR 2/07.

³⁸ BR-Drucks. 247/05, S. 25.

werden. Die Nämlichkeit des Gases muss hierbei nicht gewährleistet werden. Das Gas kann vom Transportkunden (in der Regel Gashändler oder Gasvertrieb, gegebenenfalls auch Letztverbraucher) auch am virtuellen Punkt erworben bzw. veräußert werden, so dass er auch nur ausspeise- bzw. nur einspeiseseitige Transportdienstleistungen in Anspruch nehmen kann. Hierdurch unterscheiden sich Gastransportdienstleistungen deutlich von sonstigen Transportdienstleistungen, die auf die Beförderung eines nämlichen Gegenstandes über eine bestimmte Strecke gerichtet sind wie etwa im Personen- oder Frachtverkehr zu Land, Wasser oder Luft.³⁹ Bezeichnenderweise spricht § 20 Abs. 1b Satz 2 EnWG denn auch allgemein von der Abwicklung „des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen“ und nicht von der Abwicklung „der Gastransporte“.

Dementsprechend erfolgt auch der Netzzugang auf der Grundlage getrennter Einspeise- und Ausspeiseverträge, § 20 Abs. 1b Satz 2 und 3 EnWG. Der Einspeisevertrag wird mit dem Einspeisepunktbetreiber über die Nutzung von Einspeisekapazitäten abgeschlossen. Bildhaft kann auch von einem Vertrag über den „Transport“ vom Einspeisepunkt in ein Marktgebiet bis zum sogenannten virtuellen Punkt gesprochen werden. Am virtuellen Punkt kann das Gas gehandelt oder zur Ausspeisung bereitgestellt werden. Die Ausspeisung erfordert einen Ausspeisevertrag mit dem Ausspeisepunktbetreiber. Gegenstand des Ausspeisevertrags ist der „Transport“ von Gas vom virtuellen Punkt bis zum Ausspeisepunkt. Sofern die Ausspeisung bei einem unmittelbar an ein überregionales Fernleitungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher oder Speicher bzw. unmittelbar aus dem überregionalen Fernleitungsnetz in das Netz eines angrenzenden Staates oder eines angrenzenden Marktgebietes erfolgt, ist der Ausspeisevertrag mit dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber abzuschließen. Sofern die Ausspeisung in einem nachgelagerten Netz dieses Marktgebietes erfolgt, ist der Ausspeisevertrag mit diesem nachgelagerten Netzbetreiber abzuschließen. Die Abwicklung des Transports erfolgt dann im Innenverhältnis der Netzbetreiber, § 20 Abs. 1b Satz 5 EnWG. Im Rahmen einer internen Bestellung werden Kapazitäten vom nachgelagerten Netzbetreiber beim jeweils vorgelagerten Netzbetreiber bis hin zu einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber bestellt. Unabhängig davon, ob die Ausspeisung aus dem überregionalen Fernleitungsnetz oder einem nachgelagerten Netz erfolgt, sind somit beim überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber in jedem Falle gesonderte Abwicklungsvorgänge für die Ein- und die Ausspeisung notwendig.

Ein- und Ausspeisekapazitäten sind aus Sicht des Nachfragers nicht austauschbar. Sie dienen einem unterschiedlichen Zweck, nämlich zum einen dem Transport von Gas vom Einspeisepunkt bis zum virtuellen Punkt und zum anderen dem Transport von Gas vom virtuellen Punkt bis zum Ausspeisepunkt. Es handelt sich daher um zwei unterschiedliche Transportdienstleistungsprodukte. Dies gilt auch dann, wenn die Möglichkeit zum Handeln am virtuellen Punkt nicht genutzt wird oder werden soll.

Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen sind auch nicht deshalb einem einheitlichen Markt zuzuordnen, weil sie als einheitliches Produkt zu betrachten wären. Zwar planen bestimmte Transportkunden vollständige Transporte und fragen dafür sowohl Einspeise- als auch Ausspeisedienstleistungen nach. Dies ändert nichts an der Tatsache, dass aufgrund der oben dargestellten Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG einspeise- und ausspeiseseitige Transportdienstleistungen gesondert angeboten werden müssen, so dass für sie gesonderte Märkte bestehen.

Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen können auch aus weiteren Gründen nicht sinnvoll als einheitliches Produkt aufgefasst werden. So sind die Nachfrager von Einspeise- und Ausspeiseprodukten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber in der Regel nicht identisch. Die Einspeisekapazitäten der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber werden in aller Regel von Transportkunden gebucht.⁴⁰ Die von überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen

³⁹ Insoweit unterscheidet sich die Ausgangslage auch deutlich von derjenigen der US-amerikanischen Interstate Natural Gas Pipelines, auf denen nur streckenbezogene Buchungen stattfinden (zur dortigen Marktabgrenzung vgl. US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC 61,076, S. 28 ff.).

⁴⁰ Besonderheiten gelten bei Transporten zwischen mehreren marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern. In diesen Fällen bestehen keine durch Transportkunden buchbare Einspeisepunkte in das Netz des „nachgelagerten“ marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers.

Ausspeisekapazitäten sind demgegenüber vielfach nicht von Transportkunden buchbar. Ausspeiseseitig können Transportkunden im Zweivertragsmodell nur solche Ausspeisepunkte überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber buchen, an denen Gas zu Letztverbrauchern, in andere Marktgebiete bzw. ins Ausland oder in Speicher ausgespeist wird. Hiervon zu unterscheiden sind Netzkoppelpunkte des überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibers zu nachgelagerten Netzbetreibern innerhalb eines Marktgebiets.⁴¹ Diese Punkte können von Transportkunden nicht gebucht werden. Vielmehr nehmen an diesen Punkten die nachgelagerten Netzbetreiber im Rahmen ihrer Kooperationspflichten eine interne Bestellung der Ausspeisekapazitäten vor. Näheres haben die Netzbetreiber in § 8 ihrer Kooperationsvereinbarung geregelt.⁴² In diesen Fällen sind Nachfrager des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers allein die ihm nachgelagerten Netzbetreiber, die von ihm Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung nachfragen. Der Transportkunde hat damit keinen Einfluss auf die Auswahl unter anderen in Betracht kommenden Anschlusspunkten (Netzkopplungspunkten) innerhalb eines Marktgebietes; Vielmehr obliegt die Auswahl dem nachgelagerten Netzbetreiber. Nachgelagerte Netzbetreiber in Überlappungsgebieten von mehr als einem Marktgebiet sind lediglich insoweit an die Entscheidung des Transportkunden gebunden, als dieser vorgibt, aus welchem Marktgebiet (d.h. von welchem virtuellen Punkt) eine bestimmte Gasmenge zu transportieren ist. Sofern mehrere überregionale Fernleitungsnetzbetreiber des gleichen Marktgebietes in das nachgelagerte Netz ausspeisen hat der nachgelagerte Netzbetreiber, ähnlich wie die Transportkunden, einspeiseseitig die freie Auswahl. Er soll jeweils den günstigsten Netzkoppelpunkt auswählen, sofern noch freie Kapazitäten vorhanden sind.

Das Abstellen auf die gesamte Transportstrecke des Transportkunden, d.h. von der Einspeisung bis zum Ausspeisepunkt im Ausspeisenetz, würde ferner dazu führen, dass Transportdienstleistungen in die Betrachtung einfließen, die der überregionale Fernleitungsnetzbetreiber selbst nicht erbringt. Auch würde sich die Schwierigkeit stellen, wie von Transportkunden nicht buchbare Ausspeisekapazitäten der dem Ausspeisenetz vorgelagerten überregionalen Fernleitungsnetze in die Betrachtung einzubeziehen wären. Der Transport vom Einspeisepunkt bis zum Ausspeisepunkt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers wiederum ist ein Transport, den die Transportkunden, die erst in nachgelagerten Netzen ausspeisen wollen, nicht betrachten. Der Ausspeisepunkt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ist für sie nicht relevant, da sie hier keine Buchung vornehmen. Auch hat die Wahl eines Ausspeisepunkts im Ausspeisenetz aufgrund der Transportpfadunabhängigkeit des Zweivertragsmodells keinen Einfluss darauf, an welchen Ausspeisepunkten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung nachgefragt werden.

Gegen ein einheitliches Produkt aus Einspeise- und Ausspeisedienstleistungen spricht weiterhin entscheidend, dass ein Transportkunde nicht notwendig beide Leistungen in Anspruch nimmt. Vielmehr können Transportkunden nur Einspeise- oder nur Ausspeisekapazitäten buchen. Da der Gasbezug häufig in einer Lieferkette stattfindet, ist dies in der Praxis auch vielfach der Fall. So beziehen insbesondere Weiterverteiler, die bislang weitgehend am Regiogate oder Citygate beliefert wurden, ihr Gas nun am virtuellen Punkt. Dies bestätigt auch die von der Bundesnetzagentur im Oktober 2007 durchgeführte Marktbefragung, welche ergab, dass eine Verlagerung betragsmäßig vergleichbarer Gasmengen von den noch im Gaswirtschaftsjahr 2006/07 benannten Übergabe- / Übernahmepunkten Regio- bzw. Citygates hin zu den virtuellen Punkten im Gaswirtschaftsjahr 2007/08 stattfand.

Eine andere Bewertung ergibt sich auch nicht daraus, dass Einspeise- und Ausspeisekapazitäten in einem Bilanzkreis miteinander verbunden sind. Das Bilanzkreissystem dient der Berechnung sowie dem Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen. Diese Bilanzierung von Gasmengen hat aber keinen unmittelbaren Zusammenhang zu den Transportdienstleistungen. Es lässt sich auch diesem System nicht entnehmen, dass Ein- und Ausspeisedienstleistungen als einheitliches Produkt anzusehen wären. Vielmehr dient dieses System ge-

⁴¹ Für den Zweck dieses Beschlusses werden auch nicht buchbare Netzkopplungspunkte als Ausspeisepunkte bezeichnet.

⁴² Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Änderungsfassung vom 29.07.2008.

rade dazu, Transporte über die einander nicht zugeordneten Ein- und Ausspeisepunkte in Form einer saldierten Gesamtbetrachtung zu verrechnen.

Auch der Umstand, dass Einspeise- und Ausspeisekapazitäten teilweise mit Zuordnungsaufgaben verbunden sind (sog. beschränkt zuordenbare Kapazitäten im Gegensatz zu frei zuordenbaren Kapazitäten), führt zu keinem anderen Ergebnis. Schließlich führen sie lediglich zu einer Verknüpfung einzelner Einspeise- und Ausspeisekapazitäten. Eine grundsätzliche Einheit von Einspeise- und Ausspeisekapazität ist hieraus nicht abzuleiten. Im Gegenteil wird das Instrument der Zuordnungsaufgabe gerade deshalb eingesetzt, weil Einspeisung und Ausspeisung grundsätzlich nicht verknüpft sind. Zudem soll die Zuordnungsaufgabe gemäß § 6 Abs. 3 Nr. 2 GasNZV ausdrücklich „so gering wie möglich“ gehalten werden und stellt also die Ausnahme von der Regel der freien Zuordenbarkeit dar.

Die Differenzierung zwischen Einspeise- und Ausspeiseseite führt jedoch nicht dazu, dass das Bestehen von Transportalternativen von vornherein bei der Marktabgrenzung keine Berücksichtigung finden kann. Vielmehr kann sowohl ausspeiseseitig als auch einspeiseseitig bei der Prüfung der Austauschbarkeit von Kapazitäten grundsätzlich berücksichtigt werden, dass der Transportkunde die Möglichkeit hat, im Vorhinein auf eine alternative Transportroute auszuweichen.

Sowohl auf der Einspeiseseite als auch auf der Ausspeiseseite ist jeweils auf die festen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten abzustellen. Der Transport auf Basis unterbrechbarer Kapazitäten stellt für den Transportkunden keine gleichwertige Alternative zu einem Transport auf Basis fester Kapazitäten dar – insbesondere wenn eine feste Versorgungsaufgabe gegeben ist. Im Falle unterbrechbarer Kapazitäten liegen dem Transportkunden bei der Buchung dieser Kapazitäten keine Informationen darüber vor, mit welcher Unterbrechungswahrscheinlichkeit er rechnen muss. Somit muss er alleine das Unterbrechungsrisiko tragen, das er im Falle gebuchter fester Kapazitäten nicht hat. Auch wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit genauer kalkuliert werden könnte, so ändert dies nichts daran, dass im Gegensatz zu festen Kapazitäten eine Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten an einem Ein- bzw. Ausspeisepunkt erfolgen kann und damit diese insbesondere für eine feste Versorgungsaufgabe oft nur eingeschränkt nutzbar sind.

b. Keine Beschränkung auf die Ausspeiseseite

Eine Beschränkung der Prüfung allein auf die Ausspeiseseite würde die gesetzlichen Anforderungen des § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV verfehlen, wonach eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung voraussetzt, dass das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Die Wettbewerbsprüfung muss sich daher auf alle von dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Transportdienstleistungen beziehen.

Bei den Mindestvoraussetzungen nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV handelt es sich lediglich um technische Kriterien, die noch keine Aussage zu der ökonomischen Frage nach wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb treffen. Überregionale Fernleitungsnetzbetreiber bilden sowohl Ausspeise- als auch Einspeiseentgelte. Würde lediglich die Ausspeiseseite auf das Vorliegen von wirksamem Leitungswettbewerb hin überprüft, bliebe ein Teil des wettbewerblichen Preissetzungsspielraums der Betroffenen völlig unberücksichtigt. Nach der Begründung zu § 15 Abs. 1 GasNEV sollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Hälfte der Netzkosten durch Einspeisetarife erwirtschaften. Legt man diesen Maßstab auch an die überregionalen Fernleitungsnetze an, blieben bei der Beschränkung auf die Ausspeiseseite gerade die Hälfte der Netzkosten unberücksichtigt, was die Anforderung, dass der Wettbewerb in einem „überwiegenden“ Maß die Preissetzungsspielräume begrenzt, unerfüllbar erscheinen ließe. Wettbewerb auf der Ausspeiseseite impliziert auch nicht Wettbewerb auf der Einspeiseseite. Insofern ist in Hinblick sowohl auf die Ausspeise- als auch die Einspeiseseite zu prüfen, ob die Preissetzung des Netzbetreibers durch wirksamen Leitungswettbewerb diszipliniert wird.

Aus den in § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV normierten Voraussetzungen ergibt sich nichts anderes. Zwar wird hier allein auf die Ausspeiseseite abgestellt. Wie erläutert, handelt es sich bei diesen Voraussetzungen jedoch lediglich um Mindestvoraussetzungen. Sie sind für die Prüfung des § 3

Abs. 2 GasNEV nicht abschließend, zumal die Prüfung der Regulierungsbehörde sich nach § 3 Abs. 3 Satz 3 GasNEV ausdrücklich auf die Voraussetzungen nach „Absatz 2 Satz 1 und 2“ beziehen muss. Hinzu kommt, dass der Verordnungsgeber bei Verlassen des § 3 Abs. 2 GasNEV noch vom Einzelbuchungsmodell ausging, nach dem für jedes einzelne durchquerte Netz Einspeise- und Ausspeisekapazitäten gebucht werden mussten und daher ein engerer Zusammenhang von Einspeise- und Ausspeisekapazität bestand. Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens wurde jedoch das Zweivertragsmodell in § 20 Abs. 1b EnWG festgeschrieben.⁴³ Eine umfassende Anpassung der auf dem EnWG beruhenden Verordnungen unterblieb allerdings. Vor diesem Hintergrund ist eine Auslegung im Lichte des in § 20 Abs. 1b EnWG normierten Zweivertragsmodells erforderlich. Demgegenüber macht die Betroffene in ihrer Anzeige keine näheren Ausführungen zum Leitungswettbewerb bei einspeiseseitigen Transportdienstleistungen. Mangels einer Berücksichtigung der Wettbewerbssituation auf der Einspeiseseite ist die von der Betroffenen vorgelegte Anzeige auch aus diesem Grunde nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

5. Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten

Bei der Marktabgrenzung ist nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten zu unterscheiden. Ausspeisekapazitäten, die herkunftsseitig demselben virtuellen Punkt 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, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Aus Nachfragersicht sind diese Ausspeisekapazitäten austauschbar. Sie dienen dem Transport von Gas von demselben virtuellen Punkt zu einem bestimmten Ziel und erfüllen damit denselben Transportzweck. Innerhalb eines Marktgebiets ist grundsätzlich auch davon auszugehen, dass keine Kapazitätsengpässe und Netzrestriktionen bestehen. Aufgrund der generell innerhalb eines Marktgebiets bestehenden freien Zuordenbarkeit sind die übereinstimmend charakterisierten Transportdienstleistungen in der Regel auch tatsächlich austauschbar. Zugunsten der Betroffenen wurde vorliegend die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Zuordnungsaufgaben nicht berücksichtigt.

a. Herkunftssseitig übereinstimmende Ausspeisekapazitäten

Ausspeisekapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, gehören grundsätzlich getrennten Märkten an. Innerhalb von Marktgebieten ist eine Austauschbarkeit der herkunftsseitig übereinstimmenden Ausspeisekapazitäten gegeben, soweit diese nicht durch Zuordnungsaufgaben beschränkt werden.

Die im Rahmen des neuen Gasnetzzugangsmodells angebotenen Transportdienstleistungen basieren auf der bestehenden Marktabgrenzung; mithin ist das Marktgebiet, in welchem ein bestimmter Gastransport stattfindet, ein der Transportdienstleistung inwohnender Bestandteil. Mit anderen Worten: Die gebildeten Marktgebiete sind Teil der Produkteigenschaft der Gastransportdienstleistung. Dabei ist es unerheblich, ob die Marktabgrenzung aufgrund einer staatlichen Anordnung oder Kraft individueller Vereinbarungen getroffen wurde.

Die Marktabgrenzung anhand der Marktgebiete bedeutet dabei nicht, dass Marktgebiete per se wirksamem Leitungswettbewerb entgegenstehen. Vielmehr bestehen innerhalb der Marktgebiete hinreichend homogene Wettbewerbsbedingungen, die Leitungswettbewerb im Prinzip ermöglichen würden. Es kommt also vielmehr konkret auf den jeweiligen Zuschnitt der Marktgebiete an, auf dessen Gestaltung die jeweiligen Unternehmen maßgeblichen Einfluss nehmen können.

Die Berücksichtigung der Marktgebiete im Rahmen der Marktabgrenzung steht in Einklang mit der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission. In der Entscheidung Total/Gaz de France hat die Kommission in Bezug auf Frankreich die Bilanzzone GSO als getrennten relevanten Markt betrachtet, auch wenn es die Frage der Marktabgrenzung nicht abschließend ent-

⁴³ Vgl. BNetzA, Beschluss v. 17.11.2006, BK7-06-074, amtlicher Umdruck, S. 99 ff.

schieden hat.⁴⁴ In der Entscheidung *Gaz de France/Suez* ist die Kommission in Hinblick auf Märkte für Gaslieferungen davon ausgegangen, dass die Bilanzzonen getrennte geographische Märkte darstellen.⁴⁵

b. Zielseitig übereinstimmende Ausspeisekapazitäten

Zielseitig sind die Ausspeisekapazitäten des Weiteren nach der Art der Ausspeisung und dem jeweiligen individuellen Transportziel zu unterscheiden. Ausspeisungen zu nachgelagerten Netzen, zu unmittelbar angeschlossenen Letztverbrauchern, zu anderen Marktgebieten, zu ausländischen Netzen und zu Speichern stellen unterschiedliche Arten der Ausspeisung dar und sind grundsätzlich aus Transportkundensicht nicht oder allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar. Bei den einzelnen Arten der Ausspeisung ist weiter zwischen den einzelnen Ausspeisezielen zu unterscheiden, da der Transportkunde räumlich gebunden ist. Der Transport des Gases zu einem bestimmten Zielort lässt sich nicht durch einen Transport an einen anderen Zielort ersetzen.

Ausspeisekapazitäten überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber, die dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz aufspeisen, gehören einem einheitlichen Markt an, sofern die Ausspeisepunkte im selben Marktgebiet liegen. Dies gilt auch für Ausspeisekapazitäten unterschiedlicher überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber, soweit diese im selben Marktgebiet liegen. Sofern das unmittelbar nachgelagerte Netz allerdings in verschiedene Netzbereiche aufgeteilt ist, kann grundsätzlich nur bei Netzbereichen, welche von unterschiedlichen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb ein und desselben Marktgebietes aufgespeist werden, von einer hinreichenden Austauschbarkeit der Ausspeisepunkte ausgegangen werden. Bei den anderen Netzbereichen dieses nachgelagerten Netzbetreibers gilt dies nicht.

Hinsichtlich unmittelbar an ein Netz eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers angeschlossener Letztverbraucher geht die Beschlusskammer davon aus, dass alle Ausspeisekapazitäten, die der unmittelbaren Aufspeisung des Letztverbrauchers durch überregionale Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb eines Marktgebiets dienen, einem einheitlichen relevanten Markt angehören. Dies gilt auch, wenn es sich um verschiedene überregionale Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb desselben Marktgebiets handelt.

Marktgebietsüberschreitende Ausspeisekapazitäten sind dann einem einheitlichen Markt zuzurechnen, wenn sie herkunftsseitig durch denselben virtuellen Punkt charakterisiert sind und die Ausspeisung in dasselbe angrenzende Marktgebiet erfolgt.

Bei Exportfällen sind alle Ausspeisekapazitäten eines Marktgebiets Teil eines einheitlichen Markts, die der Aufspeisung desselben angrenzenden Staates dienen. Die Beschlusskammer lässt insoweit offen, ob eine weitergehende Differenzierung nach dem jeweils erreichten Netz des betreffenden Staates vorzunehmen ist.

Bei Ausspeisepunkten zu Speichern sind diejenigen Punkte zu einem einheitlichen Markt zusammenzufassen, die im selben Marktgebiet liegen und der Ausspeisung in denselben Speicher dienen. Auch wenn alle Speicher für den Transportkunden vergleichbare Speicherdienstleistung erbringen, ist insoweit auf den einzelnen Speicher abzustellen. Soweit Speicherkapazitäten in Form eines Systemspeichers an die Speicherkunden vergeben werden, wird die transportseitige Buchung des Speichers nicht durch die Speicherkunden, sondern durch den Speicherbetreiber vorgenommen. Der Speicherbetreiber ist noch mehr als ein möglicher Speicherkunde darauf angewiesen, die Transportdienstleistung an seinem physischen Speicherort zu buchen. Auch in dieser Konstellation sind die Ausspeisekapazitäten nicht zwischen Speichern austauschbar.

⁴⁴ Entscheidung vom 08.10.2004, COMP/M.3410, Tz. 24 ff. – Total/Gaz de France.

⁴⁵ Entscheidung vom 14.11.2006, COMP/M.4180, Tz. 380 ff. – Gaz de France/Suez.

c. Keine Austauschbarkeit weiterer Ausspeisungen innerhalb eines Marktgebietes

Die Beschlusskammer hatte im Rahmen der Anhörung erwogen, die Märkte um weitere Ausspeisekapazitäten innerhalb eines Marktgebietes zu erweitern. Die Betroffene hat insoweit jedoch nichts nachgewiesen.

d. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten zu unmittelbar nachgelagerten Netzen bzw. Letztverbrauchern

Eine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten besteht nicht. Zwar ist eine Austauschbarkeit der Transportdienstleistungen z.B. bei sich überlappenden Marktgebieten theoretisch denkbar. Allerdings ist der Marktgebietswechsel für den Transportkunden in der Regel mit einem hohen Aufwand verbunden, wenn nicht sogar aufgrund fehlender Kapazitäten im jeweils anderen Marktgebiet unmöglich. Insoweit hat die Betroffene auch nichts Gegenteiliges nachgewiesen.

Dies bedeutet, dass in verschiedenen Marktgebieten gelegene Ausspeisekapazitäten, die dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz bzw. denselben unmittelbar an die überregionalen Fernleitungsnetze angeschlossenen Letztverbraucher aufspeisen, nicht austauschbar sind. In diesen Fällen kann ein Transportkunde zwar dasselbe Ziel über verschiedene Marktgebiete erreichen (Marktgebietsüberlappung). Dies ist jedoch nur bei einem kleineren Teil der Ausspeisekapazitäten zutreffend und reicht zudem für eine Anerkennung der Austauschbarkeit nicht aus.

Bei Marktgebietsüberlappungen kann aus der Perspektive des unmittelbaren Nachfragers, d.h. des nachgelagerten Netzbetreibers, zwar grundsätzlich in beiden Marktgebieten eine interne Bestellung vorgenommen werden. Er ist jedoch bei seiner internen Bestellung nicht in der Wahl des Marktgebietes frei. Er muss seine interne Bestellung in dem einen oder anderen Marktgebiet danach ausrichten, welchem Marktgebiet die Endkunden und damit die Ausspeisekapazitäten der Transportkunden zugeordnet sind. Aus Sicht des Nachfragers (unmittelbar nachgelagerter Netzbetreiber) sind die Kapazitäten daher nicht austauschbar.

Auch wenn man berücksichtigt, dass der nachgelagerte Netzbetreiber insoweit in seiner Entscheidung vom Transportkunden abhängig ist und daher im Rahmen der Marktabgrenzung auf den Transportkunden abstellt, ist grundsätzlich nicht von einer Austauschbarkeit von in unterschiedlichen Marktgebieten gelegenen Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern auszugehen. Gleiches gilt für Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, die unmittelbar an in unterschiedlichen Marktgebieten liegende überregionale Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Zwar ist aus Sicht dieser Transportkunden ein Transport sowohl aus dem einen als auch aus dem anderen Marktgebiet technisch denkbar. Insoweit stehen dem Transportkunden grundsätzlich zwei (bzw. bei einer Aufspeisung aus mehreren Marktgebieten mehrere) Transportalternativen zur Verfügung. Ein Wechsel des Marktgebietes ist aus Sicht der Transportkunden jedoch regelmäßig mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich die Transportalternativen für sie allenfalls als sehr beschränkt austauschbar darstellen. Zum einen bedeutet ein Marktgebietswechsel zusätzlichen Aufwand für die Änderung der Marktgebietszuordnung der Ausspeisestelle sowie zusätzlichen Aufwand für die Bilanzierung. Zum anderen setzt ein Marktgebietswechsel voraus, dass der Transportkunde sein Gas auch über das andere Marktgebiet beziehen kann und auch freie Einspeisekapazitäten vorfindet.

(1) Wechsel des Marktgebietes

Gegen eine Austauschbarkeit der Transportalternativen spricht zum einen, dass die Verlagerung der Ausspeisung von einem in ein anderes Marktgebiet für den Transportkunden mit zusätzlichem Aufwand verbunden und auch nicht immer möglich ist.

Die Verlagerung des Transports in ein anderes Marktgebiet setzt in Fällen der Marktgebietsüberlappung voraus, dass die betreffende Ausspeisestelle dem anderen Marktgebiet zugeordnet wird. D.h. für die Ausspeisestelle muss ein Marktgebietswechsel durchgeführt werden. Hierfür muss auf Anfrage des Transportkunden geprüft werden, ob hinreichende Koppelkapazitäten des relevanten Ausspeisenetzes in das neue Marktgebiet (d. h. in das Netz eines anderen überregi-

onalen Netzbetreibers), dem die Ausspeisestelle künftig zugeordnet werden soll, vorhanden sind. Das ausspeiseseitige Rucksackprinzip gilt insoweit nicht. Diese Kapazitätsprüfung nimmt einige Zeit in Anspruch, und das Ergebnis ist für den betroffenen Transportkunden nicht ohne weiteres abschätzbar.⁴⁶ Sind keine ausreichenden Kapazitäten vorhanden, ist ein Wechsel nicht möglich. In diesem Falle scheidet eine Austauschbarkeit der Ausspeisekapazitäten zwingend aus.

Wenn ausreichende Kapazitäten vorhanden sind und somit ein Wechsel durchgeführt werden könnte, wird eine Änderung der Marktgebietszuordnung des Ausspeisepunkts in dem vom Ausspeisenetzbetreiber geführten Zuordnungsverzeichnis erforderlich. In der Regel muss der Ausspeisenetzbetreiber auch seine interne Bestellung zu beiden vorgelagerten Netzbetreibern unterjährig anpassen (sofern dieser Ausspeisenetzbetreiber nicht unmittelbar an die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber angeschlossen ist, gilt dies für die Kette aller zwischengelagerten Netzbetreiber). Es entsteht daher zusätzlicher Transaktionsaufwand verbunden mit weiteren zeitlichen Verzögerungen. Bereits dies kann – gerade im Massengeschäft – einen Marktgebietswechsel erheblich erschweren und die Rentabilität verringern.

Zudem setzt ein Transport in einem anderen Marktgebiet voraus, dass der Transportkunde in diesem Marktgebiet einen Bilanzkreisvertrag abgeschlossen hat bzw. im Rahmen eines dort bestehenden Bilanzkreises ein Sub-Bilanzkonto führt. Sofern der Transportkunde einen solchen Bilanzkreisvertrag bzw. ein solches Sub-Bilanzkonto in dem anderen Marktgebiet noch nicht hat, muss er entsprechende Verträge abschließen. Dabei ergibt sich in jedem Fall, dass das Lieferportfolio des Transportkunden aufgeteilt oder jedenfalls neu eingeteilt werden muss. In dem derzeit noch geltenden Bilanzierungsregime besteht dann durch das entstehende Portfolio mit verhältnismäßig geringeren Mengen ein erhebliches Risiko, die Grenzen des für den Transportkunden kostenfreien Basisbilanzausgleichs zu überschreiten, weil keine oder nur geringe Portfolioeffekte genutzt werden können. Hieraus können Verpflichtungen zur Zahlung von Pönalen erwachsen, die zu deutlichen Kostenbelastungen führen können. Aber selbst ohne die Überschreitung des Basisbilanzausgleichs fallen Kosten für die Ausgleichung des zusätzlichen Bilanzkreises durch den Transportkunden an. Besonders deutlich wird die beschriebene Tatsache, wenn die beiden Bilanzkreise Differenzen unterschiedlichen Vorzeichens haben. Dann zeigt sich ein Ausgleichsaufwand, der ohne die Aufteilung des Bilanzkreises nicht angefallen wäre. Die durch die Bilanzierungsnotwendigkeiten anfallenden Kosten sind ebenfalls gegen etwaige Einsparungen bei den Ausspeiseentgelten entgegenzurechnen.

Dieser Argumentation steht die für Oktober 2008 geplante Einführung eines neuen Regel- und Ausgleichsenergiesystems nicht entgegen. Die aus der Einführung einer Tagesbilanzierung und eines stündlichen Anreizsystems resultierenden Vereinfachungen bei der Belieferung von Letztverbrauchern ergeben sich innerhalb der jeweiligen Marktgebiete. Ein Wechsel des Marktgebietes erfordert daher nach wie vor den Abschluss entsprechender Bilanzkreisverträge bzw. die Bildung von Sub-Bilanzkonten. Das Risiko von Ausgleichsleistungen und Pönalen reduziert sich zwar, geht aber nicht auf Null zurück. Die Effekte des verminderten Portfolioeffektes bei einer Aufteilung des Portfolios gelten unverändert.

(2) Umstellung des Gasbezugs

Des Weiteren setzt eine Austauschbarkeit der Transportwege aus Sicht des Transportkunden voraus, dass er sein Gas auch über das andere Marktgebiet beziehen kann. Ansonsten kommt diese Transportalternative für ihn von vornherein nicht in Betracht. Eine Austauschbarkeit scheidet dann aus.

Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt traditionell über drei vertikal hintereinandergeschaltete Lieferstufen, auch wenn die Entwicklung bei neuen Anbietern zu einer ein- oder zweistufigen Versorgung tendiert. Auf der ersten Stufe agieren die Ferngasunternehmen, die Erdgas aus inländischen Lagerstätten gewinnen oder Gas von ausländischen Quellen importieren. Sie verkaufen ihr Erdgas an andere Ferngasunternehmen, an Regionalgasunternehmen und an örtliche

⁴⁶ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 20.08.2007, Az. BK7-06-067, amtlicher Umdruck, S. 17 der Anlage „GeLi Gas“.

Gasversorgungsunternehmen. Daneben beliefern sie auch Letztverbraucher. Die zweite Stufe bilden regionale Ferngasgesellschaften ohne eigene Förderquellen und ohne nennenswerten Importbezug. Diese beliefern ebenfalls Regionalgasunternehmen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen sowie Letztverbraucher. Die dritte Stufe besteht überwiegend aus Regionalgasunternehmen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen. Sie verteilen Gas im Rahmen ihres Vertriebsbedarfs weiter, und zwar in erster Linie an Endabnehmer. Auf der zweiten und dritten Stufe sind in Deutschland ca. 40 Regionalgesellschaften sowie ca. 650 örtliche Gasversorgungsunternehmen (häufig Stadtwerke) tätig.⁴⁷ Entsprechend dieser verschiedenen Lieferstufen geht das Bundeskartellamt im Hinblick auf die Belieferung mit Gas von separaten Märkten für die Belieferung von Weiterverteilern aus. Hierbei differenziert das Bundeskartellamt weiter zwischen der Belieferung anderer Ferngasunternehmen sowie der Belieferung von Regional- und Ortsgasunternehmen.⁴⁸

Transportkunden, die in nachgelagerten Netzen ausspeisen, sind gegenwärtig überwiegend Unternehmen, die ihr Gas von überregionalen Ferngasunternehmen bzw. regionalen Ferngasgesellschaften übernehmen. Es handelt sich typischerweise um Regionalgasunternehmen und örtliche Gasversorgungsunternehmen. Sie sind ganz überwiegend auf der Einspeiseseite selbst nicht tätig.

Nach der Untersagung des Einzelbuchungsmodells und der Umstellung auf das Zweivertragsmodell findet die Übernahme des Gases in der Regel am virtuellen Punkt des Marktgebiets statt, in dem das Unternehmen die Ausspeisung vornehmen möchte. Insoweit ist zu unterstellen, dass eine Übernahme am virtuellen Punkt auch dann erfolgt, wenn am virtuellen Punkt lediglich eine Zuweisung in ein Sub-Bilanzkonto erfolgt und die Abwicklung des Transports bis zum Letztverbraucher durch den Vorlieferanten veranlasst wird. Auch Transportkunden, die unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher versorgen, übernehmen das Gas teilweise erst am virtuellen Punkt.⁴⁹

Dies alles bedeutet zusammengenommen, dass die Transportkunden ihre Gasmengen weitgehend am virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets anstehen haben. Die Umstellung der Belieferung eines im Überlappungsgebiet ansässigen Endabnehmers auf ein anderes Marktgebiet setzt, wie oben ausgeführt voraus, dass der Transportkunde seinen Gasbezug über den virtuellen Punkt des anderen Marktgebiets organisiert. Dies ist in vielen Fällen mit erheblichen Schwierigkeiten und stets mit großem Aufwand verbunden.

Der Transportkunde übernimmt das Gas in der Regel von seinem Lieferanten an einem vertraglich vereinbarten virtuellen Punkt durch Umbuchung in seinen Bilanzkreis bzw. sein Sub-Bilanzkonto. Eine Umstellung des Übernahmepunkts auf den virtuellen Punkt eines anderen Marktgebiets würde voraussetzen, dass entweder der Lieferant das Gas flexibel an beiden virtuellen Punkten zur Verfügung stellen kann oder aber der Transportkunde die Möglichkeit hat, sein Gas am anderen virtuellen Punkt von anderen Lieferanten zu beziehen.

Die Möglichkeit flexibler Lieferungen an verschiedenen virtuellen Punkten besteht im Rahmen eines Liefervertrags jedoch allenfalls sehr eingeschränkt. Eine Gaslieferung an einem anderen virtuellen Punkt setzt zunächst voraus, dass der Lieferant aus den ihm zur Verfügung stehenden Quellen mehrere virtuelle Punkte erreichen oder Gas zu wirtschaftlichen Bedingungen an den neuen virtuellen Punkt liefern kann. Dabei muss er auch die entsprechenden Mengen zur Verfügung haben. Zudem benötigt er ausreichende freie Transportkapazitäten, um diesen Transport durchführen zu können. Im Hinblick auf die an Marktgebietsgrenzen bestehenden Kapazitätsengpässe wird dies jedenfalls dann problematisch sein, wenn das Gas über die Grenze in dieses Marktgebiet transportiert werden muss. Bei Lieferanten, die im Konzernverbund mit einem

⁴⁷ BKartA, Beschluss v. 13.1.2006, B8-113/03-1, Amtsausfertigung, S. 7 f; BKartA, Beschluss v. 06.09.2007, B8-113/03-04, Amtsausfertigung, S. 2.

⁴⁸ BKartA, Beschluss v. 13.1.2006, B8-113/03-1, Amtsausfertigung, S. 15; vgl. auch OLG Düsseldorf v. 4.10.2007, VI-2 Kart 1/06 (V), Amtsausfertigung, S. 26 f.

⁴⁹ Daneben gibt es sowohl bei Transportkunden, die unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher beliefern, als auch bei Transportkunden, die in nachgelagerten Netzen ausspeisen, solche, die den Transport im Rahmen eines grenz- oder marktgebietsüberschreitenden Transports insgesamt selbst durchführen. Vgl. hierzu unten.

marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber stehen, kommt hinzu, dass sie typischerweise eine Lieferung in dessen Marktgebiet vorziehen. Aus diesen Gründen ist die Möglichkeit, Gas vom selben Lieferanten flexibel an verschiedenen virtuellen Punkten zu beziehen, allenfalls sehr eingeschränkt vorhanden. Selbst wenn der bisherige Lieferant in der Lage ist, die Lieferung auch über das andere Marktgebiet vorzunehmen, kann ein Neuverhandeln von Vertragsbedingungen notwendig sein.

Auch die grundsätzlich bestehende Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln, ist mit Schwierigkeiten verbunden. Ein solcher Wechsel erfordert zunächst die Suche nach einem neuen Lieferanten sowie das Aushandeln neuer Bezugsverträge. Zwar besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, Gas direkt am virtuellen Punkt einzukaufen. Allerdings finden nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer Handelsgeschäfte am virtuellen Punkt derzeit jedoch nur in einem sehr geringen Umfang statt. Die Liquidität der virtuellen Punkte ist noch stark eingeschränkt. So betrug beispielsweise die Handelsmenge an den virtuellen Handelspunkten der E.ON Gastransport AG & Co. KG im April 2008 für H-Gas 16.969 Mio. kWh und für L-Gas 482 Mio. kWh mit einer durchschnittlichen monatlichen Churnrate⁵⁰ von 1,45.⁵¹ Am virtuellen Handelspunkt der Betroffenen lag die Handelsmenge im April 2008 für H-Gas bei 6.227 Mio. kWh und für L-Gas bei 240 Mio. kWh.⁵² An der Gasbörse EEX wurde in Bezug auf den virtuellen Handelspunkt der E.ON Gastransport AG & Co. KG und der Betroffenen im April 2008 ein Volumen im Spotmarkt von über 56 Mio. kWh gehandelt.⁵³ Entsprechend sind auch die Konditionen für die Beschaffung von Gas am virtuellen Punkt bzw. an der EEX noch nicht ausreichend attraktiv, so dass für einen Transportkunden die Umstellung seines Bezugs von einem längerfristigen Gasliefervertrag auf die Beschaffung am virtuellen Punkt bzw. an der EEX regelmäßig noch keine Alternative ist.

Hinzu kommt, dass Transportkunden üblicherweise im Rahmen ihrer Gasbezugsverträge Take-or-pay-Verpflichtungen eingegangen sind. Auch aus diesem Grund können sie, sofern ihr Lieferant nicht Gas flexibel an mehr als einem virtuellen Punkt liefert, nicht ohne Weiteres auf Lieferungen im anderen Marktgebiet ausweichen. Selbst wenn der Transportkunde nur im Hinblick auf einen Teil seines Gasbezugs an einen bestimmten virtuellen Punkt gebunden ist, stellt es für ihn häufig keine Option dar, die restlichen Mengen am virtuellen Punkt des anderen Marktgebiets zu beziehen. Denn dies würde erfordern, dass er zwei Bilanzkreise bzw. Sub-Bilanzkonten führt. Die positiven Portfolioeffekte im einzelnen Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto verringern sich hierdurch jedoch. Der Transportkunde läuft Gefahr, einen erhöhten Bedarf an Ausgleichsenergie und damit höhere Kosten zu haben. Auch im Hinblick auf seinen Gasbezugsvertrag erhält er aufgrund von Größenvorteilen unter Umständen bessere Preise, wenn er seinen Gasbezug am virtuellen Punkt eines Marktgebiets konzentriert.

Aus diesen Gründen ist für die Regionalgasunternehmen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen, die ihr Gas am virtuellen Punkt beziehen, die Umstellung der Belieferung eines in einem Überlappungsgebiet ansässigen Endkunden von einem Marktgebiet auf ein anderes Marktgebiet mit besonderem Aufwand und Schwierigkeiten verbunden. Aufgrund dieser Hürden ist der Wechsel und damit die Austauschbarkeit des Marktgebiets für diese Transportkunden zu verneinen. Auch im Rahmen der im Oktober 2007 durchgeführten Marktbefragung war bei der Frage nach den Aspekten, die bei bestehender Transportalternative für die Buchung in einem bestimmten Marktgebiet eine Rolle spielen, vor allem bei den Stadtwerken der am häufigsten genannte Aspekt, dass das Gas nur an einem bestimmten virtuellen Punkt verfügbar sei und Kapazitätsengpässe an Alternativpunkten bestünden.

Letztlich zeigen diese Überlegungen auch, dass die primäre Frage des Transportkunden die nach seinen Gasbezugsmöglichkeiten und den damit verbundenen Kosten ist. Zwar mögen bereits im Rahmen dieser Entscheidung die für den Transport anfallenden Netzentgelte eine Rolle

⁵⁰ Die Churnrate bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist ein Maß für die Liquidität der Virtuellen Handelspunkte.

⁵¹ <http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-3F57EEF5-D2428342/eon-gastransport/hs.xml/2808.htm> (Stand 19.08.2008).

⁵² <http://www.gasunie.de/cms/index.cfm?0A8A29685056AD19484DA6920D780C96> (Stand 19.08.2008).

⁵³ <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/32638> (Stand 19.08.2008).

spielen. Die Ausspeiseentgelte des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers spielen jedoch im Rahmen der Gesamtkostenbetrachtung eine untergeordnete Rolle und dürften typischerweise nicht den Ausschlag für eine Bezugsalternative geben. Zudem werden die Transportentgelte in nachgelagerten Überlappungsgebieten ohnehin gemittelt, d.h. der Transportkunde hat überhaupt keinen Anreiz, einen „preiswerteren“ Transport in einem anderen Marktgebiet zu buchen. Im Rahmen der Entscheidung für eine Gasbezugsmöglichkeit wird in der Regel bereits ein bestimmter virtueller Punkt als Übergabepunkt des Gases festgelegt. Entsprechend wählt der Transportkunde das Marktgebiet, in dem er die Ausspeisung vornimmt. Zu diesem Zeitpunkt sind die Transportwege in den beiden Marktgebieten nicht mehr austauschbar. Vielmehr legt der Transportkunde seinen Transport entsprechend seiner Entscheidung für einen bestimmten Gasbezug fest.

(3) Mittelbarer Transport über ein anderes Marktgebiet

Zwar haben die Transportkunden grundsätzlich auch die Möglichkeit, im Rahmen eines marktgebietsüberschreitenden Transports das an einem bestimmten virtuellen Punkt anstehende Gas zunächst von einem Marktgebiet in das andere zu transportieren und dann vom dortigen virtuellen Punkt das nachgelagerte Netz bzw. den Letztverbraucher – sozusagen mittelbar – zu beliefern. In einer solchen Konstellation wären der Ausgangs- und der Zielpunkt des Transports in beiden Alternativen identisch. Der Transportzweck wird gleichermaßen erfüllt. Es besteht daher keine Notwendigkeit für den Transportkunden, seinen Gasbezug umzustellen. Der Zusatzaufwand, der sich aus der Umstellung der Marktgebietszuordnung ergibt und die Zusatzkosten, die sich gegebenenfalls aus der Führung eines zusätzlichen, kleineren Bilanzkreises ergibt, entstehen allerdings auch bei dieser Abwicklung. Der insoweit erforderliche Marktgebietsübertritt erfordert weiterhin freie Kapazitäten an Marktgebietskoppelpunkten. Im Hinblick auf die zwischen Marktgebieten bestehenden Kapazitätsengpässe dürfte sich die Buchung solcher Kapazitäten häufig als problematisch erweisen. Ein solcher marktgebietsüberschreitender Transport erfordert daher stets eine genaue Kapazitätsprüfung. Dies gilt auch für einen „Pipe in Pipe“ Marktgebietswechsel. Nach § 20 Abs. 1b EnWG und der Kooperationsvereinbarung dürfen Marktgebiete nur aufgrund technischer Restriktionen gebildet werden. Nachdem diese Marktgebiete nun gebildet wurden, muss die Beschlusskammer für den vorliegenden Fall davon ausgehen, dass dies anhand bestehender Engpässe erfolgt ist, dass also auch in pipe-in-pipe-Situationen Marktgebietsgrenzen technisch begründet sind. Ansonsten wäre zu erwägen, dass die betreffenden Marktgebiete zusammengelegt werden. Dies ist vorliegend jedoch nicht die zu behandelnde Frage. Zudem fallen bei der mittelbaren Aufspeisung über ein anderes Marktgebiet zusätzliche Ausspeise- und Einspeiseentgelte an. Da das Entgelt im Überlappungsgebiet gemittelt wird, ist der mittelbare Transport immer um die beiden für den Marktgebietsübertritt anfallenden Entgelte teurer. Ein solcher Transport wird daher in aller Regel nicht wirtschaftlich sein.

(4) Gesamtdurchführung des Transports

Unter den Transportkunden, die Kunden in nachgelagerten Netzen bzw. unmittelbar an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossene Letztverbraucher beliefern, gibt es neben denjenigen, die ihr Gas am virtuellen Punkt übernehmen, auch solche, die den Transport im Rahmen eines grenz- oder marktgebietsüberschreitenden Transports von der Einspeisung bis zur Ausspeisung selbst durchführen. Bei diesen Transportkunden stellt sich die Frage, ob die Ausspeisung in verschiedenen Marktgebieten für sie deshalb austauschbar ist, weil sie flexibel in das eine oder andere Marktgebiet einspeisen können. Dahinter steht die Überlegung, dass ein solcher Transportkunde möglicherweise den Transport insgesamt umstellen kann, d.h. Gas in das andere Marktgebiet einspeisen und in diesem Marktgebiet auch wieder ausspeisen kann.

Eine solche Umstellung des gesamten Transports von der Einspeisung bis zur Ausspeisung setzt allerdings voraus, dass der Transportkunde am alternativen Einspeisepunkt Gas zur Verfügung hat. Sofern der Einspeisepunkt zum alternativen Marktgebiet aus demselben vorgelagerten Netz aufgespeist wird (z.B. bei einer pipe-in-pipe-Situation), dürfte dies grundsätzlich möglich sein. Schwieriger wird es jedoch, wenn der alternative Transport eine Einspeisung aus einem anderen vorgelagerten Netz erfordert. Hier kann es zwar sein, dass der Transportkunde

seinen Transport derart umstellt, dass der Ausgangspunkt seines Transports identisch bleibt und er seinen Gasbezug beim Vorlieferanten nicht ändern muss. Möglicherweise erfordert die Umstellung auf ein anderes Marktgebiet aber auch, dass der Transportkunde sein Gas an einem anderen Punkt als bisher beziehen muss. Dies bedeutet, wie dargestellt, eine erhebliche Hürde für den Marktgebietswechsel.

Hinzu kommt, dass eine Einspeisung von Gas in das alternative Marktgebiet nur möglich ist, wenn der Transportkunde auch die entsprechenden Kapazitäten buchen kann. An Marktgebietsgrenzen bestehen jedoch häufig Kapazitätsengpässe. Die Einspeisekapazitäten sind vielfach langfristig ausgebucht. Selbst wenn die Ausspeisung aus demselben vorgelagerten Netz erfolgen könnte, stellt dies eine erhebliche Hürde für den Marktgebietswechsel dar. Das Problem verschärft sich bei einem alternativen Transport, der über mehrere Marktgebietsgrenzen hinwegführt, denn in diesem Fall sind für jedes durchquerte Marktgebiet die entsprechenden Einspeise- und Ausspeisekapazitäten neu zu buchen. Selbst wenn der Transportkunde freie Kapazitäten für eine Transportalternative buchen könnte, wird dem u.U. entgegenstehen, dass er für seinen bisherigen Transport bereits langfristig Kapazitäten gebucht hat. Schließlich gilt auch hier, dass Transportkunden, die mit einem überregionalen Netzbetreiber im Konzernverbund stehen, vorzugsweise einen Transport durch dessen Netz wählen. Da alle überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber zugleich marktgebietsaufspannende Netzbetreiber sind, führt dies dazu, dass Transportkunden, die im Konzernverbund mit einem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber stehen, regelmäßig das von diesem aufgespannte Marktgebiet bevorzugen werden.

Aus diesen Gründen ist auch für einen Transportkunden, der eine Transportstrecke von einer Einspeisung bis zu einer Ausspeisung bucht, die Umstellung der Belieferung von Endkunden auf ein anderes Marktgebiet typischerweise mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Auch für diese Transportkunden ist daher allenfalls von einer sehr beschränkten Austauschbarkeit auszugehen.

(5) Möglichkeit von Swap-Geschäften

Auch die Möglichkeit von Swap-Geschäften zwischen den virtuellen Punkten der sich überlappenden Marktgebiete bzw. auch schon zwischen verschiedenen Einspeisepunkten führt nicht zu einer Austauschbarkeit der Ausspeisekapazitäten. Zwar sind derartige Swap-Geschäfte grundsätzlich möglich. Nach Erkenntnissen der Beschlusskammer wird von dieser Möglichkeit jedoch nur in marginalem Umfang Gebrauch gemacht. Dies spricht dafür, dass es für Transportkunden schwierig ist, entsprechende Vertragspartner zu finden, zumal es auch keine öffentliche Internet-Plattform für derartige Swap-Geschäfte gibt. Auch die Betroffene hat nicht vorgetragen und nachgewiesen, dass sich eine Austauschbarkeit aufgrund von Swap-Geschäften ergibt.

e. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen

Ausspeisekapazitäten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen, die in unterschiedlichen Marktgebieten liegen, sind ebenfalls allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen.

Die Frage der Austauschbarkeit stellt sich zum einen bei Konstellationen, bei denen Ausspeisepunkte zweier verschiedener Marktgebiete dasselbe dritte Marktgebiet bzw. denselben Nachbarstaat aufspeisen. Daneben sind auch Fälle denkbar, in denen die Ausspeisepunkte sowohl herkunfts- als auch zielseitig unterschiedlich definiert sind.

Transportkunden, die Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen buchen, nehmen einen marktgebietsüberschreitenden Transport vor. Der Transport erfolgt zumindest vom virtuellen Punkt eines Marktgebiets über die Marktgebietsgrenze zum Marktgebietskoppelpunkt bzw. zur Grenze, häufig jedoch auch weiter. Aus Sicht dieser Transportkunden könnte sich eine Austauschbarkeit daraus ergeben, dass sie von vornherein auf eine andere Transportalternative ausweichen können.

Insoweit ist jedoch auf die bereits gemachten Ausführungen zu Hürden beim Wechsel in Fällen der Gesamtdurchführung des Transports zu verweisen. Auch hier erfordert die Änderung des Transports möglicherweise die Umstellung des Gasbezugs, wenn sich der Ausgangspunkt des Transports ändert. Zudem ist eine Änderung des Transports aufgrund der an Marktgebiets- und Ländergrenzen bestehenden Kapazitätsengpässe typischerweise mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Dies gilt auch dann, wenn bei einem Transport über mehrere Marktgebiete hinweg Ausgangs- und Zielpunkt des Transports identisch sind und eine Umstellung des Gasbezugs daher nicht erforderlich ist.

Bei Ausspeisepunkten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen und verschiedene Marktgebiete bzw. ausländische Netze aufspeisen, kommt hinzu, dass eine Austauschbarkeit allenfalls dann gegeben ist, wenn es sich jeweils um Zwischenstationen zweier Transportalternativen handelt. Aus Sicht eines Transportkunden, der einen Transport über mehrere Marktgebiete hinweg bucht und dabei zwei oder mehr über verschiedene Marktgebiete führende Alternativen zur Wahl hat, stellen sich die für die verschiedenen Alternativen gegebenen Ausspeisekapazitäten an Marktkoppelpunkten möglicherweise als austauschbar dar. Im Hinblick darauf, dass die möglichen Kombinationen zahlreich sind, Transportkunden, die einen bestimmten Ausspeisepunkt zu einem anderen Marktgebiet buchen, ganz unterschiedliche Endziele haben können, und dass aufgrund der Engpässe an Marktgebietsgrenzen nur im Ausnahmefall Alternativen bestehen, ergibt sich eine Austauschbarkeit der einzelnen Ausspeisekapazitäten immer nur für bestimmte Transportkonstellationen, d.h. für eine sehr beschränkte Anzahl von Fällen.

Aus diesen Gründen besteht aus Transportkundensicht lediglich eine sehr beschränkte Austauschbarkeit zwischen Ausspeisepunkten zu anderen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen. Für die Annahme eines einheitlichen Marktes reicht dies nicht aus.

f. Keine Austauschbarkeit von Ausspeisungen zu Speichern

Ausspeisekapazitäten, die in unterschiedlichen Marktgebieten liegen, aber denselben Speicher aufspeisen, sind ebenfalls höchstens sehr eingeschränkt austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen. Transportkunden buchen einen Speicher typischerweise, um ihre Gaslieferungen zu strukturieren. Da die Transportkunden, wie ausgeführt, hinsichtlich der Gaslieferungen an ein bestimmtes Marktgebiet gebunden sind, benötigen sie auch die Speicherdienstleistungen in einem bestimmten Marktgebiet.

Ausspeisekapazitäten, die unterschiedliche Speicher aufspeisen, sind ebenfalls nicht austauschbar und daher getrennten Märkten zuzuordnen. Es kommt hinzu, dass Speicherbetreiber in der Regel ihre gesamten Speicherkapazitäten sehr langfristig vergeben, so dass auch aus diesem Grunde Transportkunden nicht auf andere Speicher und damit andere Ausspeisepunkte ausweichen können.

6. Unterscheidung nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten

Bei der Marktabgrenzung ist nach herkunfts- und zweiseitig übereinstimmenden Einspeisekapazitäten zu unterscheiden. Einspeisekapazitäten die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden und die zweiseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden, sind jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Aus Nachfragersicht sind diese Einspeisekapazitäten austauschbar. Sie dienen dem Transport von Gas von einem bestimmten Ausgangspunkt zu demselben virtuellen Punkt und erfüllen damit denselben Transportzweck. Innerhalb eines Marktgebiets ist grundsätzlich auch davon auszugehen, dass keine Kapazitätsengpässe und Netzrestriktionen bestehen. Aufgrund der generell innerhalb eines Marktgebiets bestehenden freien Zuordenbarkeit sind die übereinstimmend charakterisierten Transportdienstleistungen in der Regel auch tatsächlich austauschbar. Zugunsten der Betroffenen wurde vorliegend die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Zuordnungsaufgaben nicht berücksichtigt.

Dies gilt auch, wenn es sich um einen Einspeisepunkt handelt, der zu einer im Bruchteilseigentum mehrerer überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber stehenden Fernleitung gehört, voraus-

gesetzt die Einspeisung erfolgt in dasselbe Marktgebiet. Auch wenn am selben Einspeisepunkt parallele Leitungen verschiedener überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber aufgespeist werden, die alle zum selben Marktgebiet gehören, ist von einem einheitlichen Markt auszugehen. Schließlich sind Einspeisekapazitäten verschiedener Einspeisepunkte zusammenzufassen, wenn sie aus demselben Marktgebiet bzw. demselben Nachbarstaat aufgespeist werden und die Einspeisung in dasselbe Marktgebiet zum Gegenstand haben.

a. Herkunftsseitig übereinstimmende Einspeisekapazitäten

Einspeisungen aus anderen Marktgebieten, aus ausländischen Netzen, aus inländischen Produktionsquellen und aus Speichern stellen unterschiedliche Arten der Einspeisung dar und sind nicht oder allenfalls sehr eingeschränkt austauschbar. Bei den einzelnen Arten der Einspeisung ist weiter zwischen den einzelnen Einspeisezielen zu unterscheiden, da der Transportkunde räumlich gebunden ist. Der Transport des Gases von einem bestimmten Herkunftsort lässt sich nicht ohne weiteres durch einen Transport von einem anderen Herkunftsort ersetzen.

b. Zielseitig übereinstimmende Einspeisekapazitäten

Einspeisekapazitäten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen, gehören grundsätzlich getrennten Märkten an. Dies gilt auch dann, wenn sie aus demselben Marktgebiet bzw. ausländischen Netz aufgespeist werden oder sogar der Einspeisepunkt identisch ist.

Aufgrund vertraglicher Verpflichtungen fragen die Transportkunden in der Regel Transportdienstleistungen zum virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets nach. Zwar gibt es auch Transporte, die nicht der Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen dienen, sondern bei denen der Transportkunde das Ziel verfolgt, sein Gas an einem geeigneten virtuellen Punkt möglichst gewinnbringend zu verkaufen. Derartige Transporte finden bisher jedoch lediglich in geringem Umfang statt. Und selbst in einem solchen Fall wird der Transportkunde eine Präferenz für einen bestimmten virtuellen Punkt haben, da sich die Preise an den virtuellen Punkten unterscheiden.

c. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen

Einspeisekapazitäten, die aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. ausländischen Netzen aufgespeist werden, sind allenfalls sehr eingeschränkt substituierbar und gehören daher getrennten Märkten an.

Wenn ein Transportkunde die Einspeisung in ein bestimmtes Marktgebiet aus einem anderen Marktgebiet als bisher bzw. einem anderen Staat als bisher vornehmen möchte, bedeutet dies vielfach, dass er seinen Gasbezug umstellen muss.

Die Einspeisung an Grenzübergangspunkten ist davon abhängig, wo der Transportkunde das Gas erworben hat (z.B. Russland, Niederlande, Norwegen). Wenn ein Transportkunde die Einspeisung in ein bestimmtes Marktgebiet aus einem anderen Land als bisher vornehmen möchte, so kann dies bedeuten, dass der Transportkunde seinen Gasbezug von einer Förderquelle auf eine andere umstellen muss. Dies kann in Hinblick darauf, dass Transportkunden sich zumeist langfristig an bestimmte Quellen gebunden haben, eine erhebliche Hürde für die Änderung des Einspeisepunkts bedeuten. Selbst wenn das Gas weiterhin aus derselben Quelle bezogen werden kann, erfordert die Belieferung über einen anderen Staat die Umstellung des Transports bis zum Einspeisepunkt nach Deutschland. Dies wiederum setzt voraus, dass entsprechende freie Kapazitäten vorliegen. Bei internationalen Transporten wird dies im Hinblick auf die langfristig ausgebuchten Kapazitäten regelmäßig mit erheblichen Schwierigkeiten und auch Aufwand verbunden sein. Vor diesem Hintergrund ist aus Transportkundensicht allenfalls von einer sehr beschränkten Austauschbarkeit auszugehen.

Auch wenn ein Transportkunde aus einem anderen Marktgebiet als bisher in dasselbe Marktgebiet einspeisen möchte, setzt dies voraus, dass der Transportkunde seinen Gasbezug umstellt oder zumindest, wenn es sich um einen marktgebietsüberschreitenden Transport über mehrere Marktgebiete handelt und der Ausgangspunkt des Transports identisch ist, seinen Transport

umstellt. Beides stellt, wie ausgeführt, für Transportkunden regelmäßig eine erhebliche Hürde dar. Auch in diesen Fällen stellen daher Einspeisekapazitäten in dasselbe Marktgebiet, die von verschiedenen Marktgebieten aufgespeist werden, für einen erheblichen Anteil der Transportkunden keine austauschbare Leistung dar.

Daneben besteht zwar grundsätzlich die Möglichkeit im Wege eines marktgebietsüberschreitenden Transports das Gas von einem Marktgebiet in das andere zu transportieren, um es sodann über denselben Einspeisepunkt in das Zielmarktgebiet einzuspeisen. Dies stellt sich jedoch aufgrund der zwischen Marktgebieten regelmäßig bestehenden Kapazitätsengpässe bzw. Netzrestriktionen sowie der sich hieraus ergebenden Stapelung von Entgelten (sog. Pancaking) regelmäßig nicht als austauschbare Alternative dar.

Auch die Möglichkeit von Swaps führt aus den bereits beschriebenen Gründen nicht dazu, dass von flexiblen Gasbezugsmöglichkeiten der Transportkunden ausgegangen werden könnte.

Die Substituierbarkeit ist daher typischerweise sehr beschränkt. Etwas anderes hat die Betroffene vorliegend auch nicht nachgewiesen. Einspeisungen in dasselbe Marktgebiet, die aus unterschiedlichen Marktgebieten bzw. Staaten erfolgen, sind daher vorliegend getrennten Märkten zuzurechnen.

d. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen inländischen Produktionen

Einspeisungen aus unterschiedlichen inländischen Produktionen sind, auch wenn sie in dasselbe Marktgebiet erfolgen, grundsätzlich getrennten relevanten Märkten zuzuordnen. Der Wechsel von der Einspeisung aus einer inländischen Produktion zur Einspeisung aus einer anderen inländischen Produktion setzt eine Umstellung des Gasbezugs voraus. Dieser ist nicht ohne weiteres möglich, so dass allenfalls von einer sehr eingeschränkten Austauschbarkeit auszugehen ist.

e. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen aus unterschiedlichen Speichern

Auch Einspeisungen aus unterschiedlichen Speichern in dasselbe Marktgebiet sind getrennten relevanten Märkten zuzuordnen. Transportkunden, die Speicher nutzen, haben typischerweise im Rahmen eines Speichervertrags mit dem Speicherbetreiber eine bestimmte Speicherleistung kontrahiert und für diese ein Entgelt bezahlt. In diesem Fall macht es für sie wirtschaftlich keinen Sinn, dieselbe Speichermöglichkeit noch einmal in einem anderen Speicher einzukaufen. Vor allem aber haben die Speicherbetreiber in der Regel ihre gesamten Speicherkapazitäten sehr langfristig vergeben, so dass auch aus diesem Grunde Transportkunden nicht auf andere Speicher ausweichen können. Wie dargelegt, gilt dies auch für Systemspeicher.

f. Keine Austauschbarkeit von Einspeisungen in unterschiedliche Marktgebiete

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass grundsätzlich keine weiteren Einspeisekapazitäten in die derart definierten Märkte einzubeziehen sind. Eine solche Einbeziehung weiterer Einspeisekapazitäten würde voraussetzen, dass die Einspeisekapazitäten aus Transportkundensicht austauschbar sind. Dies wiederum setzt voraus, dass die Transportkunden ihr Gas auch über den anderen Einspeisepunkt transportieren können. D.h. ihre Gasbezugsmöglichkeiten müssen insoweit flexibel sein. Dies ist nicht der Fall.

Dass auch die Möglichkeit marktgebietsüberschreitender Transporte sowie von Swaps nicht zu einer Austauschbarkeit von Transportdienstleistungen führen, wurde bereits ausgeführt.

Zwar besteht auch die Möglichkeit, dass bei einem marktgebietsüberschreitenden Transport über mehrere Marktgebiete hinweg zwei oder mehr Transportalternativen denkbar sind, die über verschiedene Marktgebiete führen. Bei einer solchen Konstellation könnten aus Sicht des Transportkunden die Einspeisepunkte der alternativen Transporte austauschbar sein. Wie oben dargelegt, ergibt sich eine solche Austauschbarkeit aber nur in bestimmten seltenen Konstellationen für bestimmte Transportkunden. Es ergibt sich daher auch hierdurch allenfalls eine sehr beschränkte Austauschbarkeit für einen (sehr) kleinen Kundenkreis.

Letztlich ist also auch bei Einspeisekapazitäten in verschiedene Marktgebiete die Austauschbarkeit allenfalls sehr beschränkt. Auch insoweit hat die Betroffene nichts Gegenteiliges nachgewiesen. Einspeisekapazitäten, die der Einspeisung in unterschiedliche Marktgebiete dienen, sind daher getrennten Märkten zuzuordnen.

7. Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten

Da H- und L-Gas-Kapazitäten derzeit nicht in denselben Marktgebieten liegen, kommt es vorliegend nicht auf eine Unterscheidung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten an.

Grundsätzlich wäre sowohl einspeise- als auch ausspeiseseitig bei der Marktabgrenzung zwischen H- und L-Gas-Kapazitäten zu differenzieren.⁵⁴ Die Gasqualitäten unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich ihres Brennwertes und werden daher in unterschiedlichen Netzen transportiert. Bei der Einspeisung will der Transportkunde in der Regel Gas aus einer bestimmten Gasquelle, d.h. mit einer bestimmten Gasqualität, einspeisen. Zudem hat er aufgrund von Lieferpflichten in der Regel ein bestimmtes Transportziel, d.h. er will den virtuellen Punkt eines bestimmten Marktgebiets erreichen, das wiederum durch eine bestimmte Gasqualität charakterisiert ist. Auch sind die einspeisenden Transportkunden vielfach vertraglich gebunden, ihren Abnehmern eine bestimmte Gasqualität zu liefern. Eine Austauschbarkeit von H- und L-Gas-Kapazitäten kommt einspeiseseitig daher nur in den Fällen in Betracht, in denen der Transportkunde keine Lieferpflichten hinsichtlich einer bestimmten Gasqualität erfüllen muss und die Möglichkeit einer Konversion des Gases besteht bzw. der Transportkunde flexibel L- und H-Gas beschaffen kann. Auch in den seltenen Fällen, in denen der Endabnehmer in einem Überlappungsgebiet liegt, das von einem L- und einem H-Gas-Marktgebiet aufgespeist wird, mag sich u.U. einspeiseseitig eine Austauschbarkeit ergeben. Eine solche Austauschbarkeit besteht jedoch allenfalls für eine sehr beschränkte Anzahl von Transportkunden. Einspeiseseitig sind H- und L-Gas-Kapazitäten daher grundsätzlich getrennten Märkten zuzuordnen.

Ausspeiseseitig will der Transportkunde regelmäßig einen bestimmten Letztverbraucher beliefern und ist daher durch die technische Ausrichtung der Letztverbraucher auf eine bestimmte Gasqualität, entweder H- oder L-Gas festgelegt. Dementsprechend muss er dann Transportdienstleistungen für diese Gasqualität nachfragen. Ebenso sind die dem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagerten Netze auf den Transport einer bestimmten Gasqualität in ihrem Netz festgelegt und können daher grundsätzlich nicht zwischen H- und L-Gas wechseln. Dies gilt auch, wenn ein nachgelagertes Netz insgesamt von L- auf H-Gas umgestellt wird (bzw. umgekehrt). Etwas anderes gilt nur, wenn ein nachgelagertes Netz aus einem H-Gas- und einem L-Gas-Marktgebiet aufgespeist wird, wobei die Gasqualität mit Hilfe einer Konversionsanlage umgewandelt wird. In diesen Fällen gelten die Ausführungen zur Austauschbarkeit von Ausspeisepunkten, die in verschiedenen Marktgebieten liegen. Entsprechendes gilt für Letztverbraucher, andere Marktgebiete und ausländische Netze, die aus Marktgebieten mit verschiedenen Gasqualitäten aufgespeist werden. In allen anderen Fällen kommt eine Austauschbarkeit von H- und L-Gas-Ausspeisekapazitäten nicht in Betracht, so dass in diesen Fällen von getrennten Märkten auszugehen ist.

III. Wettbewerbsanalyse

Bei eingehender Betrachtung der Wettbewerbsverhältnisse und Würdigung aller wettbewerblich relevanten Umstände ist davon auszugehen, dass für die Betroffene wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume bestehen.

1. Kennziffernanalyse

Die Kennziffernanalyse weist auf das Bestehen erheblicher Marktmacht der Betroffenen und damit auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume hin.

⁵⁴ In Bezug auf Liefermärkte vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 14.11.2006, , Case No COMP/M. 4180, Tz. 64 ff., 344 f. - Gaz de France/Suez.

Zur Prüfung, ob das Fernleitungsnetz der Betroffenen zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Wettbewerb ausgesetzt ist, hat die Beschlusskammer in der Wirtschaftstheorie anerkannte Indikatoren herangezogen, die eine Aussage über die Wettbewerbsverhältnisse auf dem jeweiligen Markt zulassen. Diese weisen auf erhebliche Marktmacht der Betroffenen hin.

a. Überblick über die angewendeten Kennziffern

Bei der Analyse anerkannter ökonomischer Kennziffern stellt die Beschlusskammer zunächst auf die Marktanteile der Betroffenen sowie die Konzentrationsraten ab. Des Weiteren wird der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) herangezogen, der die Verteilung der Marktanteile sämtlicher Marktteilnehmer berücksichtigt. Schließlich wird auch der Residual Supplier Index (RSI) berechnet, der die Nachfrage nach den Transportdienstleistungen in den Blick nimmt.

(1) Marktanteile

Zur Bestimmung der Marktmacht eines Unternehmens kann auf dessen Marktanteil abgestellt werden. Dies ist eine seit langem verwendete Kennziffer zur Ermittlung von Marktmacht. Nach § 19 Abs. 3 Satz 1 GWB etwa wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens einem Drittel hat. Der Bundesgerichtshof hat im Rahmen der Fusionskontrolle ausdrücklich festgestellt, dass ein hoher Marktanteil, zumal wenn er über mehrere Jahre hinweg unangefochten besteht, ein besonders aussagekräftiges und bedeutsames Indiz für eine marktbeherrschende Stellung darstellt, aus dem sich eine marktbeherrschende Stellung jedenfalls dann ableiten lässt, wenn nicht andere Kriterien festgestellt werden können, aus denen sich ergibt, dass das zusammengeschlossene Unternehmen trotz des hohen Marktanteils nicht über einen überragenden, nicht mehr hinreichend kontrollierten Verhaltensspielraum verfügt.⁵⁵ In der Bekanntmachung der Europäischen Kommission über die Definition des relevanten Marktes wird festgestellt, dass die Berechnung der Marktanteile aussagekräftige Informationen für die wettbewerbliche Würdigung der Marktposition liefert.⁵⁶

• Berechnung von Marktanteilen

Unter dem Marktanteil eines Unternehmens wird der Teil des Absatzes einer bestimmten Ware oder Dienstleistung verstanden, den ein Anbieter in einem bestimmten Zeitraum zum mengenmäßigen Volumen oder wertmäßigen Gesamtumsatz des betroffenen Marktes beisteuert. Hierbei liefern sowohl Angaben über den Mengenumsatz als auch über den Umsatzwert nützliche Aufschlüsse.⁵⁷ Bei Massenprodukten sind Mengenangaben zu bevorzugen.⁵⁸ Vorliegend greift die Beschlusskammer auf die Höhe der bei dem jeweiligen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten zurück. Diese stellen das Produkt dar, das bepreist und vermarktet wird. Als Maßgröße wird die Buchung in Kilowattstunden pro Stunde verwendet, die der gültigen gesetzlichen Vorgabe nach § 13 Abs. 2 Satz 1 GasNEV entspricht. Da Kapazitätsbuchungen in der Regel oder zumindest häufig bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr erfolgen, werden die Kapazitätsbuchungen für das letzte verfügbare Gaswirtschaftsjahr zu Grunde gelegt, d. h. zum Stichtag 01.10.2006 für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07. Der Marktanteil des jeweiligen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers auf dem relevanten Markt ergibt sich dann aus dem Quotienten der gebuchten Kapazität dieses Unternehmens und der Summe der gebuchten Kapazitäten aller überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf diesem Markt.

⁵⁵ BGH v. 13.07.2004, KVR 2/03, Umdruck S. 9 f. (WuW/E DE-R 1301, 1303) – Sanacorp / ANZAG.

⁵⁶ Tz. 2 der Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. Nr. C 372 v. 09.12.1997, S. 5. Vgl. auch die Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt I.B.1.

⁵⁷ Tz. 55 der Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, ABl. Nr. C 372 v. 09.12.1997, S. 5.

⁵⁸ Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 76.

- **Relevante Schwellenwerte**

Die Höhe des Marktanteils liefert Aufschlüsse über die Marktmacht des betreffenden Unternehmens. Grundsätzlich gilt, dass erhebliche Marktmacht umso näher liegt, je höher der Marktanteil des betreffenden Unternehmens ist.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass Marktanteile von mehr als 50 % ein starkes Indiz für das Bestehen von Marktmacht darstellen. Aber bereits Marktanteilen von über einem Drittel kommt jedenfalls Bedeutung für das Bestehen von Marktmacht zu. Bei Marktanteilen unter 20 % sind zur weiteren Beurteilung der Marktsituation die Konzentrationsraten, der HHI und der RSI in den Blick zu nehmen. Die Beschlusskammer verkennt hierbei nicht, dass auch bei hohen Marktanteilen im Einzelfall wirksamer Wettbewerb vorliegen kann. Der Nachweis, dass wirksamer Leitungswettbewerb besteht, ist daher auch bei hohen Marktanteilen möglich. Relevant sind insbesondere die Bewertung der Marktzutrittsschranken und Faktoren, die auf eine Veränderung der Wettbewerbsbedingungen in absehbarer Zeit hindeuten. Dies könnte z. B. anhand der zeitlichen Entwicklung der Marktanteile deutlich werden. Volatile Marktanteile können insoweit auf das Vorliegen wirksamen Wettbewerbs hindeuten. Die von der Bundesnetzagentur vorgesehene Abfrage der Kapazitätssituation der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber für die letzten drei Jahre wurde von den Unternehmen jedoch unter Hinweis auf die Schwierigkeiten der Datenbeschaffung als nicht in überschaubarer Zeit durchführbar angesehen. Die Bundesnetzagentur hat daher letztlich auf eine mehrjährige Datenerhebung verzichtet. Bei der Beurteilung der Marktmacht eines Unternehmens ist außerdem stets die Möglichkeit potentiellen Leitungswettbewerbs zu berücksichtigen. Dies bringen auch § 24 Satz 2 Nr. 5 EnWG, § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV eindeutig zum Ausdruck. Die Betrachtung des aktuellen Marktanteils eines überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ermöglicht daher für sich allein, selbst wenn z. B. ein Marktanteil von 50 % überschritten wird, keine abschließende Beurteilung.

Bei der Bestimmung der Schwellenwerte kann auf die Erfahrungen aus der kartellrechtlichen Praxis zurückgegriffen werden. Im allgemeinen Kartellrecht zeigt die Vorschrift des § 19 Abs. 3 Satz 1 GWB, dass der deutsche Gesetzgeber einen Marktanteil von 33 % als aussagekräftig genug ansieht, um hieran eine Vermutung für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung zu knüpfen. Bereits verhältnismäßig geringe Marktanteile können – insbesondere bei Marktanteilsvorsprüngen gegenüber den Wettbewerbern – ein Indiz für erhebliche Marktmacht sein.⁵⁹ Zwar ist eine unmittelbare Anwendung der Vermutungsregelung des § 19 Abs. 3 GWB in Ermangelung einer entsprechenden Bezugnahme in der GasNEV nicht möglich. Insoweit ist davon auszugehen, dass eine Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse nicht allein auf Grundlage der Schwellenwerte des § 19 Abs. 3 GWB erfolgen soll und dass die besondere Zielsetzung der Prüfung nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV zu beachten ist. Dies bedeutet jedoch nicht, dass damit jede Aussagekraft der gesetzlichen Marktanteilsschwelle von 33 % ausgeschlossen ist. Vielmehr geht die Beschlusskammer von einer Übereinstimmung mit den wettbewerbsrechtlichen Wertungen aus, so dass dieser Schwellenwert bei der vorliegenden Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse Berücksichtigung finden kann. Im Rahmen des Art. 82 EG können nach der Rechtsprechung der Gemeinschaftsgerichte Marktanteile von 50 % oder mehr für sich allein ein Nachweis für das Vorhandensein einer marktbeherrschenden Stellung sein.⁶⁰ Aber auch Marktanteile unterhalb dieser Schwelle können zur Begründung oder Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung führen, wenn weitere Faktoren hinzukommen.⁶¹ Dies gilt insbesondere, wenn sie den Marktanteil des größten Konkurrenten um ein Mehrfaches überschreiten.⁶²

⁵⁹ Vgl. etwa BGH WuWE BGH 2772, 2774 f. – Kaufhof / Saturn.

⁶⁰ Rs. C-62/86, AKZO/Kommission, Slg. 1991, I-3359, Rn. 60; Rs. T-221/95, Slg. 1999 II-1299, Rdnr. 134, Endemol/Kommission; Rs. T-102/96, Slg. 1999 II-753, Rdnr. 205, Gencor/Kommission; Rs. T-139/98, AAMS u.a./Kommission, Slg. 2001, Rn. 51; vgl. auch Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 17; Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 75.

⁶¹ COMP/M.2337, Rdnr. 44-50; vgl. auch Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 17.

⁶² Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 75.

Im Rahmen der Zusammenschlusskontrolle ist gemäß Erwägungsgrund 32 der Fusionskontrollverordnung ein Indiz für die Unbedenklichkeit des Zusammenschlusses darin zu sehen, dass der Marktanteil der beteiligten Unternehmen 25 % nicht überschreitet.⁶³ Eine entsprechende Schwelle sehen auch die Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste vor.⁶⁴ Allerdings hat die Kommission in der Vergangenheit immer wieder darauf hingewiesen, dass sie sich bei der Beurteilung des Vorliegens von Marktmacht nicht an bestimmte Schwellenwerte binden lassen wolle. In der deutschen Fusionskontrolle sind in der Anmeldung gemäß § 39 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 GWB lediglich Marktanteile der beteiligten Unternehmen von zusammen mindestens 20 % anzugeben. Hierin zeigt sich die Wertung des Gesetzgebers, dass Marktanteile unterhalb dieser Schwelle grundsätzlich unproblematisch sind. Aber auch bei geringeren Marktanteilen kann erhebliche Marktmacht vorliegen.⁶⁵ Vor dem Hintergrund, dass aufgrund oligopolistischer Marktstrukturen Marktmacht gegeben sein kann, ist aber auch bei einem Marktanteil von unter 20 % oder 25 % das Bestehen von Marktmacht nicht per se auszuschließen. Insoweit sind auch bei Marktanteilen unter 20 % die Konzentrationsraten, der HHI und der RSI in den Blick zu nehmen.

(2) Konzentrationsraten

Ein weiterer, seit langem verwendeter Index zur Bestimmung der Marktmacht eines Unternehmens, sind die so genannten Konzentrationsraten. Diese nehmen, neben dem Marktanteil des jeweils Betroffenen, auch die Marktanteile von Wettbewerbern auf dem relevanten Markt in den Blick.

• Berechnung von Konzentrationsraten

Bei den Konzentrationsraten auf dem jeweiligen Markt handelt es sich um Maßzahlen, die die absolute Konzentration in einem Markt beschreiben. Sie beziehen sich stets auf eine bestimmte Anzahl von Unternehmen. Um eine Konzentrationsrate bezogen auf die j größten Unternehmen zu ermitteln, werden die Marktanteile dieser Unternehmen addiert und in das Verhältnis zu dem Gesamtvolumen des Marktes gesetzt. Die Konzentrationsrate bezogen auf die j größten überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf dem relevanten Markt ergibt sich dann aus dem Quotienten der gebuchten/bestellten Kapazitäten dieser Unternehmen und der Summe der gebuchten/bestellten Kapazitäten aller überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber auf diesem Markt.

• Relevante Schwellenwerte

Erhebliche Marktmacht liegt umso näher, je höher der gemeinsame Marktanteil der j größten Unternehmen und damit die Konzentrationsrate CR_j ist. Dem Konzentrationsgrad kommt Bedeutung für die Beurteilung von Marktmacht insbesondere auf oligopolistischen Märkten zu.⁶⁶

Als Anhaltspunkt für den Aussagegehalt von Konzentrationsraten können die in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten Schwellenwerte herangezogen werden. Wiederum ist davon auszugehen, dass eine Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse nicht allein auf Grundlage der Schwellenwerte des § 19 Abs. 3 GWB erfolgen soll und dass die besondere Zielsetzung der Prüfung nach § 3 Abs. 2, Abs. 3 GasNEV zu beachten ist. Wie bereits im Zusammenhang mit den Marktanteilen festgestellt, wird damit aber nicht jede Aussagekraft der in § 19 Abs. 3 GWB ge-

⁶³ Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/L 24/1. Ebenso Leitlinien der Kommission zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 18.

⁶⁴ Tz. 75 der Leitlinien, ABl. Nr. C 165 v. 11.07.2002, S. 6.

⁶⁵ Vgl. etwa Paschke in Frankfurter Kommentar zum Kartellrecht, § 19 GWB 2005 Rn. 257, 260 mit Nachweisen aus der Entscheidungspraxis des BKartA.

⁶⁶ Vgl. auch Leitlinien der Kommission zur Marktanalyse und Ermittlung beträchtlicher Marktmacht nach dem gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. Nr. C-165 v. 11.07.2002, S. 6, Tz. 94, 97; Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Tz. 16.

nannten Marktanteilsschwellen ausgeschlossen, sondern ist grundsätzlich von einer Übereinstimmung mit den wettbewerbsrechtlichen Wertungen auszugehen. Die Beschlusskammer entnimmt § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB daher, dass jedenfalls ein gemeinsamer Marktanteil von drei oder weniger Unternehmen, der mindestens 50 % beträgt, auf erhebliche Marktmacht hindeutet. Bei fünf oder weniger Unternehmen weist ein gemeinsamer Marktanteil von mindestens zwei Dritteln auf erhebliche Marktmacht hin. Selbst bei geringeren Konzentrationsraten ist erhebliche Marktmacht aber nicht von vornherein ausgeschlossen, insbesondere auf transparenten Märkten mit großer Produkthomogenität.⁶⁷ Andererseits wurde die Vermutung des § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB in der Anwendungspraxis des Bundeskartellamtes häufig als widerlegt angesehen.⁶⁸ Einschränkungen hinsichtlich der Aussagekraft der Konzentrationsraten ergeben sich insbesondere daraus, dass nicht alle Unternehmen im relevanten Markt berücksichtigt und zudem die relativen Größenunterschiede der betrachteten Unternehmen nicht abgebildet werden.

Ein deutliches Indiz für erhebliche Marktmacht kann bei erheblich höheren Konzentrationsraten als den in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten angenommen werden. So wurde in den Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Zusammenschlüsse des amerikanischen Department of Justice aus dem Jahre 1968 ein Markt als „hoch konzentriert“ angesehen, wenn die Konzentrationsrate CR_4 75 % oder mehr betrug.⁶⁹ Die Annahme erheblicher Marktmacht der betreffenden Unternehmen liegt insbesondere dann nahe, wenn die Marktanteile dieser Unternehmen über Jahre weitgehend konstant geblieben sind.

(3) Herfindahl-Hirschman-Index

Die Beschlusskammer stützt sich in ihrer Wettbewerbsanalyse weiterhin auf den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), der insbesondere in der Zusammenschlusskontrolle eine anerkannte Kennziffer darstellt.

• Berechnung des HHI

Der HHI wird durch die Summe des Quadrats der jeweiligen Marktanteile (ermittelt aus den gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten) sämtlicher Unternehmen in einem Markt errechnet.⁷⁰ Das Ergebnis wird in der Regel mit 10.000 multipliziert, um besser handhabbare Zahlenwerte zu erhalten. Der HHI erfasst somit – über den Ansatz der Konzentrationsraten hinausgehend – (grundsätzlich) alle Unternehmen im relevanten Markt und berücksichtigt zudem deren relative Größenunterschiede. So kann eine Konzentrationsrate CR_3 von 50 % sich bei Marktanteilen von 48 % für ein Unternehmen und jeweils 1 % für die beiden nächst größeren Unternehmen ergeben, aber auch bei 18 % für das größte und jeweils 16 % für die beiden nächst größeren Unternehmen. Der Wettbewerb wird aber voraussichtlich im ersten Markt geringer sein als im zweiten. Der HHI bringt dies durch unterschiedliche Werte zum Ausdruck: Im ersten Fall wird ein HHI von 2.306 erreicht, im zweiten Fall nur von 836.

• Relevante Schwellenwerte

Der HHI wird von der Europäischen Kommission in der Fusionskontrolle bei der Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse eingesetzt. Danach sind Zusammenschlüsse auf einem relevanten Markt dann wettbewerblich unbedenklich, wenn der HHI nach der Fusion unter 1.000 beträgt. Bei einem HHI von zwischen 1.000 und 2.000 ist der Zusammenschluss dann unbedenklich,

⁶⁷ Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1.

⁶⁸ Vgl. Auslegungsgrundsätze des Bundeskartellamtes zur Prüfung von Marktbeherrschung in der deutschen Fusionskontrolle, Stand Juli 2005, Punkt II.B.1.1 mit Nachweisen zur Entscheidungspraxis.

⁶⁹ 1968 Merger Guidelines, 6. Die neueren Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Unternehmenszusammenschlüsse stellen auf den Herfindahl-Hirschman-Index ab, nicht mehr auf Konzentrationsraten.

⁷⁰ Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 16.

wenn der HHI-Zuwachs („Delta“) kleiner als 250 ist. Bei einem HHI über 2.000 und einem Delta von mehr als 150 erfolgt eine genauere Untersuchung des Zusammenschlusses.⁷¹

In den amerikanischen Leitlinien zur Beurteilung horizontaler Unternehmenszusammenschlüsse gelten ähnliche Schwellenwerte: Unter 1.000 wird ein Zusammenschluss als unbedenklich eingestuft, eine nähere Überprüfung kommt unter Bedingungen wie den oben genannten in Betracht, wenn der HHI nach dem Zusammenschluss zwischen 1.000 und 1.800 liegt - eine nähere Untersuchung findet in der Regel nicht statt, wenn der HHI aufgrund des Zusammenschlusses um weniger als 100 zunimmt.⁷² Werte des HHI von über 1.800 führen im Allgemeinen immer zu einer näheren Untersuchung, wenn der HHI aufgrund der Fusion um mehr als 100 steigt.

Diese in der europäischen und US-amerikanischen Fusionskontrolle etablierten Werte vermögen auch bei der vorliegenden Prüfung von Marktmacht Anhaltspunkte zu geben. Wenn bestimmte Konzentrationsgrade nach einem Zusammenschluss darauf hindeuten, dass kein wirksamer Wettbewerb mehr besteht, dann können sie auch im Rahmen der Prüfung des Bestehens von Marktmacht herangezogen werden. Ebenso hat auch die US-amerikanische Energieregulierungsbehörde Federal Energy Regulatory Commission (FERC) einen HHI von 1.800 als Schwellenwert für ihre Prüfung herangezogen, ob ein Gasnetzbetreiber statt kostenbasierter Preise auch marktbasierter Preise anwenden kann. Oberhalb des Schwellenwertes von 1.800 sieht FERC eine nähere Untersuchung als erforderlich an, weil ein solcher Index einen stärker konzentrierten Markt indiziert und das betreffende Unternehmen über erhebliche Marktmacht verfügen kann. Unterhalb dieses Schwellenwertes wird die Möglichkeit, erhebliche Marktmacht auszuüben, nur in geringerem Maße geprüft, weil ein solcher Wert eine geringere Marktkonzentration indiziert.⁷³

Ein HHI von mehr als 2.000 erscheint als ein geeigneter Indikator für fehlenden Wettbewerb. Die Beschlusskammer geht allerdings davon aus, dass selbst bei einem HHI von über 2.000 kein eindeutiger Rückschluss auf das Bestehen von Marktmacht gezogen werden kann. Das anzeigende Unternehmen kann daher den Nachweis erbringen, dass trotz eines hohen HHI wirksamer Wettbewerb besteht. Einen HHI von bis zu 1.000 hält die Beschlusskammer grundsätzlich für wettbewerbslich unproblematisch. Bei HHI-Werten zwischen 1.000 und 2.000 ist von einer gemäßigten Konzentration des Marktes auszugehen. Es kann daher nicht ohne Weiteres von wirksamem Wettbewerb ausgegangen werden. Vielmehr ist das Bestehen wirksamen Wettbewerbs von dem anzeigenden Unternehmen nachzuweisen.

(4) Residual Supplier Index

Bei der Analyse von Marktmacht kann nach Auffassung der Beschlusskammer als weiterer Indikator auf den Residual Supplier Index (RSI) abgestellt werden.

• Berechnung des RSI

Im Vergleich zu Marktanteilen, Marktkonzentrationsraten und HHI berücksichtigt der RSI zusätzlich explizit die Nachfrageseite sowie die auf dem Markt insgesamt vorhandene Produktionskapazität. Der RSI gibt an, welcher Anteil des Marktes durch die anderen Anbieter gedeckt werden kann. Er ist wie folgt definiert:

$$RSI_i = \frac{K_{gesamt} - K_i}{Nachfrage_{gesamt}}$$

wobei i das zu untersuchende Unternehmen ist.

Während K_{gesamt} die Summe der maximal technischen Kapazitäten *aller* Netzbetreiber im relevanten Markt bezeichnet, stellt K_i die maximal technische Kapazität des betrachteten Unternehmens i

⁷¹ Vgl. Europäische Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004 C 31/5), Rn. 19 ff.

⁷² 1992 Horizontal Merger Guidelines, 14 ff.

⁷³ US Federal Energy Regulatory Commission Order v. 31.01.1996: Alternatives to Traditional Cost-of-Service Rate-making for Natural Gas Pipelines, Statement of Policy and Request for Comments, 74 FERC ¶ 61,076, S. 36

dar. Die gesamte Nachfrage - im Nenner angegeben - ermittelt sich aus der Summe der gebuchten Kapazitäten bei allen Netzbetreibern im relevanten Markt.

Die Angaben hinsichtlich der gebuchten bzw. maximal technischen Kapazitäten beziehen sich auf den Stichtag 01.10.2006 für das Gaswirtschaftsjahr 2006/07 unabhängig von der jeweiligen Dauer des Transportvertrags. Es wird somit untersucht, ob ein Unternehmen an diesem Stichtag für die Befriedigung der Nachfrage notwendig war. Entscheidend ist deshalb ausschließlich das Verhältnis der maximal technischen Kapazitäten der anderen Netzbetreiber zur gesamten Nachfrage. Die Verteilung der Nachfrage auf die einzelnen Netzbetreiber und damit die noch frei verfügbaren Kapazitäten einzelner Netzbetreiber spielen damit in diesem Zusammenhang keine Rolle.

Bei einem reinen Monopol ergäbe der Index einen Wert von Null, da die Gesamtkapazität der des Monopolisten entspricht, d.h. der Anteil des Marktes, der von anderen Anbietern gedeckt werden kann, ist Null. Ein RSI von 0,7 bedeutet, dass 70 % der Marktnachfrage von anderen Unternehmen gedeckt werden kann und somit 30 % der Marktnachfrage auf das Unternehmen i entfallen. Liegt der RSI hingegen über 1, dann ist das Unternehmen i für die Deckung der Nachfrage nicht erforderlich, denn die anderen Unternehmen können die Gesamtnachfrage bereits vollständig abdecken.

Der RSI unterscheidet sich von den oben dargestellten Konzentrationsmaßen wie den Konzentrationsraten und dem HHI dadurch, dass er die Konzentration relativ zur Marktnachfrage für einen bestimmten Zeitraum erfasst.

- **Übertragung von der Strom- auf die Gaswirtschaft**

Der RSI wurde von der California Independent System Operator (CISO), dem Kalifornischen Systembetreiber, entwickelt und in den letzten Jahren vor allem in der Stromwirtschaft eingesetzt, um dort die Marktmacht einzelner Unternehmen feststellen zu können. Die Beschlusskammer ist der Ansicht, dass der RSI auch bei der Prüfung des Vorliegens wirksamen Leitungswettbewerbs in der Gaswirtschaft herangezogen werden kann. Hierzu müssen allerdings die Besonderheiten der Gaswirtschaft berücksichtigt werden.

In der Stromwirtschaft entspricht die Nachfrage nach Strom in jedem Zeitpunkt der entnommenen Leistung. Hierbei kann es im Zeitablauf zu starken Schwankungen der Werte kommen, die der RSI annimmt. Bei der Ermittlung des RSI werden daher in der Stromwirtschaft stündliche Werte zugrunde gelegt. Die Nachfrage nach dem Transport von Gas durch überregionale Gasfernleitungsnetze manifestiert sich dagegen in Form von gebuchten Kapazitäten für einen bestimmten Zeitraum, z.B. bei Letztverbraucherversorgung typischerweise von einem Jahr. Die Nachfrage nach Transportdienstleistungen schwankt in der Regel nicht kurzfristig, sondern es werden längerfristige Verträge geschlossen, in denen eine bestimmte Kapazität gebucht wird. Eine Bestimmung des RSI für sehr kurze Zeiträume scheint daher in der Gaswirtschaft wenig sinnvoll. Es ist somit von einem längeren Zeitraum auszugehen. Vor dem Hintergrund des von § 3 Abs. 2 GasNEV vorgegebenen Prüfungszeitraums hält die Beschlusskammer es für angemessen, auf die Buchungen bzw. Nachfrage für jeweils ein Gaswirtschaftsjahr zu einem bestimmten Stichtag abzustellen.

Im Hinblick auf die Gesamtkapazität des Marktes ist auf die gesamte maximal technische Kapazität aller Netzbetreiber auf dem betrachteten Markt abzustellen, d.h. es sind sowohl freie als auch gebuchte Kapazitäten zu berücksichtigen. Entsprechend ist auch bei der Kapazität des in den Blick genommenen Unternehmens i auf dessen maximal technische Kapazität auf einem Markt abzustellen. Die Nachfrage nach Kapazitäten auf einem Markt ergibt sich aus der Summe der gebuchten Kapazitäten bei allen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern, die diesen Markt bedienen. Der RSI beschreibt in der Gaswirtschaft auf der Ebene der Gasfernleitungsnetzbetreiber dann den Anteil der Nachfrage auf einem Markt, der durch andere Marktteilnehmer abgedeckt werden kann, wenn sie ihre maximal technische Kapazität zur Befriedigung der Nachfrage einsetzen würden. Durch die Heranziehung der maximalen technischen Kapazität wird zu Gunsten der Netzbetreiber angenommen, dass kleine Unternehmen, unabhängig vom Preis, ihre gesamte Kapazität einsetzen. Durch diese Annahme wird tendenziell ein höherer

Wert für den Indikator ermittelt, als wenn vergleichsweise auf die gebuchten Kapazitäten abgestellt wird. Die Differenz $1 - \text{RSI}$ gibt den Anteil der Marktnachfrage an, der von den anderen Unternehmen in keinem Fall befriedigt werden kann. Selbst bei einer erheblichen Preiserhöhung seitens des Unternehmens i könnten die anderen Unternehmen ihr Angebot kurzfristig nicht erhöhen, so dass dieser Teil der Marktnachfrage vom Unternehmen i , ohne eine Angebotssubstitution befürchten zu müssen, befriedigt werden kann.

- **Relevante Schwellenwerte**

Beim RSI ist daher davon auszugehen, dass ein Unternehmen im betrachteten Zeitraum über erhebliche Marktmacht verfügen kann, wenn der RSI kleiner ist als 1. Je geringer der RSI, desto größer ist die Bedeutung des Unternehmens für die Deckung der Nachfrage und desto größer ist nach diesem Index seine Marktmacht. Jedenfalls weist ein RSI von unter 0,65, d. h. wenn mindestens 35 % der Nachfrage nicht durch konkurrierende Anbieter befriedigt werden können, sehr deutlich auf erhebliche Marktmacht hin. Liegt der RSI hingegen über 1, dann ist das Unternehmen für die Deckung der Nachfrage nicht notwendig und hat daher nach erster Einschätzung keine Marktmacht.

Sind die Anbieter von Transportdienstleistungen in einem relevanten Markt auf das Angebot des Unternehmens i angewiesen, um die gesamte Nachfrage auf diesem Markt zu decken, ist das Unternehmen i für die Sicherstellung der Gesamtversorgung zwingend notwendig. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass das Unternehmen i in der Lage ist, Marktmacht auszuüben. Ein bestimmter Teil der Nachfrage muss somit von diesem Unternehmen bedient werden. Das Unternehmen kann daher zumindest für diesen Teil der Nachfrage einen Preis verlangen, der signifikant über den Grenzkosten liegt. Aus diesem Grund ist zu vermuten, dass dieses Unternehmen im betrachteten Zeitraum über Marktmacht verfügt.

Der RSI kann sowohl für ein einzelnes Unternehmen als auch für den Markt insgesamt berechnet werden. Für die Berechnung des RSI des relevanten Marktes wird in der Regel der niedrigste RSI in diesem Markt verwendet, der dem des größten Anbieters im Markt entspricht. Befindet sich somit ein marktmächtiges Unternehmen im Markt, bestimmt dieses die Wettbewerbssituation im gesamten relevanten Markt. Dies entspricht der Interpretation des HHI, der mit dem Marktanteil des größten Unternehmens positiv korreliert ist und ebenfalls eine Maßzahl für die Konzentration im gesamten Markt darstellt.

Aber auch die Betrachtung von unternehmensindividuellen RSI liefert weitere Hinweise. Dies sei beispielhaft anhand der Betrachtung eines Marktes mit zwei Marktteilnehmern dargelegt, die sich in ihrer Größe unterscheiden. Für das Unternehmen, das nicht der größere Anbieter auf diesem Markt ist, kann die Ausprägung des unternehmensindividuellen RSI überprüft werden. Ist der unternehmensindividuelle RSI kleiner 1, dann ist das Unternehmen für die Befriedigung der Nachfrage auf einem Markt unbedingt notwendig. Dieses Unternehmen besitzt daher Marktmacht in diesem Markt und hat einen Preissetzungsspielraum. Fällt der RSI größer als 1 aus, dann wird das Unternehmen für die Befriedigung der Nachfrage nicht benötigt. Die gesamte Nachfrage kann also durch das andere Unternehmen, das im relevanten Markt tätig ist, bedient werden. Die Betrachtung des unternehmensindividuellen RSI im letzteren Fall ($\text{RSI} > 1$) könnte ein Indikator für das Fehlen von Marktmacht des betrachteten kleineren Unternehmens sein. In beiden Fällen ist jedoch die allein stehende Betrachtung des unternehmensindividuellen RSI nicht geeignet, um den relevanten Markt zu charakterisieren. Vielmehr ist auch der insgesamt niedrigste RSI in diesem Markt für eine eindeutige Aussage in die Betrachtung einzubeziehen. Für einen relevanten Markt erfolgt dabei ein Vergleich des Marktanteils des Unternehmens, welches der kleinere Anbieter auf einem Markt ist, mit dem niedrigsten RSI des relevanten Marktes. Folgende Fälle können bei der Vergleichsbetrachtung auftreten:

Der niedrigste RSI im Markt entspricht dem Marktanteil des kleineren Anbieters. Dieses Ergebnis weist in der Regel darauf hin, dass dieses kleinere Unternehmen auf dem relevanten Markt eine Vollauslastung der Kapazitäten aufweist. Eine solche Konstellation würde für dieses Unternehmen darauf hinweisen, dass es auf diesem Markt Marktmacht innehat.

Entspricht der niedrigste RSI im Markt nicht dem Marktanteil des kleineren Anbieters, dann wird für diesen Markt zu Gunsten des Unternehmens hilfsweise angenommen, dass Wettbewerb

existiert. Unternehmen, die auf diesem Markt aktiv sind, weisen in der Regel Überkapazitäten auf. D. h. es sind freie Kapazitäten vorhanden, die die Annahme des Wettbewerbs auf diesem Markt zuließen.

Sind mehr als zwei Marktteilnehmer auf einem Markt tätig, dann ist entsprechend die Summe der Marktanteile der Unternehmen mit den kleineren Angebotsmengen auf dem betrachteten Markt mit dem niedrigsten RSI dieses Marktes zu vergleichen.

(5) Gemeinsame Betrachtung der quantitativen Indikatoren

Grundsätzlich gilt, dass das Vorliegen wirksamen Leitungswettbewerbs umso unwahrscheinlicher ist, je größer Marktanteil, Marktkonzentrationsrate und HHI sind und je kleiner der RSI ist. Liegt die jeweilige Kennziffer zwischen den genannten Unbedenklichkeitsschwellen einerseits und den Schwellenwerten, denen ein sehr deutlicher Hinweis auf erhebliche Marktmacht entnommen werden kann, andererseits, so ist eine weitergehende Analyse der Wettbewerbssituation von besonderer Bedeutung.

Sind sämtliche Indikatoren unterhalb der kritischen Höhe, so geht die Beschlusskammer vorbehaltlich besonderer gegenteiliger Hinweise davon aus, dass wirksamer Leitungswettbewerb vorliegt. Dies ist dann der Fall, wenn der Marktanteil der Betroffenen unterhalb 20 % liegt, die in § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB genannten Konzentrationsraten nicht gegeben sind, der HHI weniger als 1.000 und der RSI mehr als 1 beträgt. Ein zusätzlicher Nachweis, dass wirksamer Wettbewerb vorliegt, ist in diesen Fällen nicht erforderlich, sofern der Beschlusskammer keine gegenteiligen Anhaltspunkte vorliegen. Liegen einer oder einige der genannten Indikatoren hingegen diesseits der kritischen Schwellenwerte, so hat die Betroffene im Rahmen der weitergehenden Analyse der Wettbewerbsbedingungen den Nachweis des Vorliegens wirksamen Leitungswettbewerbs zu erbringen.

Wenn der Marktanteil über 50 % liegt, die Konzentrationsraten des § 19 Abs. 3 Satz 2 GWB überschritten sind, der HHI mehr als 2.000 und der RSI weniger als 0,65 beträgt, geht die Beschlusskammer grundsätzlich vom Fehlen wirksamen Leitungswettbewerbs aus. Zwar ist es auch hier möglich, dass die Unternehmen wirksamen Leitungswettbewerb nachweisen. Doch sind insoweit sehr hohe Anforderungen an einen solchen Nachweis zu stellen.

b. Kennziffernanalyse für den Status quo

Bei Zugrundelegung der von der Beschlusskammer vertretenen Marktabgrenzung ist die Betroffene auf 5 relevanten Märkten im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ gemeinsam mit mindestens einem weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber Anbieterin von Transportdienstleistungen. Auf allen weiteren relevanten Märkten im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ und auf allen Märkten im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf diesen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin. Die Kennziffernanalyse für die 5 Märkte auf denen die Betroffene mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern aktiv ist, spricht sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb.

(1) Ausspeiseseitige Betrachtung im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“

Im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene ausspeiseseitig auf 2 relevanten Märkten mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern Anbieterin von Transportdienstleistungen. Auf allen anderen relevanten Märkten im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf diesen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin. Die Kennziffernanalyse für die 2 Märkte, auf denen die Betroffene mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern aktiv ist, spricht sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb.

Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Netzen

| Nachgelagertes Netz | Marktanteil der Betroffenen | CR ₂ in % | Kleinster RSI | HHI |
|---------------------------------------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------|
| E.ON Hanse Netz GmbH / Netzverbund SH | █ (>1/3) | 100 | 0,02 | 9.529,14 |

Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten

| Marktgebiet | Marktanteil der Betroffenen | CR ₃ in % | Kleinster RSI | HHI |
|-------------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------|
| Ontras | █ (>1/3) | 100 | 0,51 | 3.867,07 |

(2) Einspeiseseitige Betrachtung im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“

Im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene einspeiseseitig auf 3 relevanten Märkten mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern Anbieterin von Transportdienstleistungen. Auf allen anderen relevanten Märkten im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf diesen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin. Die Kennziffernanalyse für die 3 Märkte, auf denen die Betroffene mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern aktiv ist, spricht sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb.

Einspeisepunkte aus anderen Marktgebieten

| Marktgebiet | Marktanteil der Betroffenen | CR ₂ in % | Kleinster RSI | HHI |
|----------------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------|
| EGT H-Gas Nord | █ (>1/3) | 100 | 0,57 | 5.106,09 |

Einspeisepunkte aus Nachbarstaaten

| Staat | Marktanteil der Betroffenen | CR ₃ in % | Kleinster RSI | HHI |
|----------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------|
| Norwegen | █ (>1/3) | 100 | 0,45 | 4.632,72 |
| Dänemark | █ (>1/3) | 100 | 0,03 | 9.417,34 |

(3) Ausspeiseseitige Betrachtung im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“

Im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene ausspeiseseitig auf allen relevanten Märkten die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf diesen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin.

(4) Einspeiseseitige Betrachtung im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“

Im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“ ist die Betroffene einspeiseseitig auf allen relevanten Märkten die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf die-

sen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin.

(5) Gesamtergebnis der Kennziffernanalyse

Um eine Gesamtbeurteilung der Wettbewerbssituation anhand einer Kennziffernanalyse für die Betroffene vorzunehmen, sind alle relevanten Märkte in den Marktgebieten „L-Gas Norddeutschland,“ und „H-Gas Norddeutschland“ in die Gesamtbeurteilung einzuziehen. Die Betroffene ist auf 5 relevanten Märkten im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ neben weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern als Anbieterin von Transportdienstleistungen tätig. Auf diesen relevanten Märkten spricht die vorangegangene Kennziffernanalyse sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb. Gemeinsam mit den Ergebnissen für die relevanten Märkte auf denen die Betroffene sowohl im Marktgebiet „H-Gas Norddeutschland“ als auch im Marktgebiet „L-Gas Norddeutschland“ alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen ist, ergibt sich somit als Ergebnis der Gesamtbeurteilung der Kennziffernanalyse, dass das Fernleitungsnetz der Betroffenen nicht zu einem überwiegenden Teil Wettbewerb ausgesetzt ist.

c. Kennziffernanalyse bei Zugrundelegung eines gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets der Betroffenen, der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG und der EWE Netz GmbH

Vor dem Hintergrund der von der Betroffenen, der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG und der EWE Netz GmbH angedachten Zusammenlegung ihrer L-Gas-Marktgebiete hat die Beschlusskammer eine zusätzliche Kennziffernanalyse durchgeführt, die diese geplante Zusammenlegung berücksichtigt.

(1) Ausspeiseseitige Betrachtung des geplanten gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets

Für ausspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des geplanten gemeinsamen L-Gas Marktgebietes wurden für die genannten Märkte nachfolgende Kennziffern für die Betroffene bestimmt. Die auf diesen Märkten berechneten Kennziffern sprechen sehr stark gegen wirksamen Wettbewerb. Für alle anderen Märkte bleibt die Betroffene alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen.

Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Netzen

| Nachgelagertes Netz | Marktanteil der Betroffenen | CR ₂ in % | Kleinster RSI | HHI |
|---|-----------------------------|----------------------|---------------|---------|
| E.ON Avacon Netz GmbH | █ [>1/3] | 100 | 0,59 | 6556,35 |
| E.ON Avacon Netz/ Regionale Verteilung Teilnetz Salzgitter Nord | █ [>1/3] | 100 | 0,37 | 5383,69 |
| E.ON Gastransport AG & Co. KG | █ [>1/3] | 100 | 0,14 | 8113,84 |

Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten

| Marktgebiet | Marktanteil der Betroffenen | CR ₂ in % | Kleinster RSI | HHI |
|----------------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------|
| EGT L-Gas Nord | █ [>1/3] | 100 | 0,39 | 6.403,91 |

(2) Einspeiseseitige Betrachtung des geplanten gemeinsamen L-Gas-Marktgebiets

Für einspeiseseitige Transportdienstleistungen innerhalb des geplanten gemeinsamen L-Gas Marktgebietes ergeben sich für die Betroffene keine Änderungen zum Status quo. Sie ist weiterhin auf allen für sie relevanten Märkten die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen. Ihr Marktanteil beträgt auf diesen Märkten stets 100 %, der HHI liegt stets bei 10.000 und der RSI bei 0. Die Kennziffernanalyse weist damit eindeutig auf das Bestehen einer erheblichen Marktmacht der Betroffenen auf diesen Märkten hin.

(3) Gesamtergebnis der Kennziffernanalyse

Unter Berücksichtigung des geplanten gemeinsamen Marktgebiets für L-Gas ergeben sich für die Betroffene die oben genannten 4 Märkte, auf denen sie mit weiteren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern tätig ist. Die Ergebnisse der durchgeführten Kennziffernanalyse sprechen stark gegen Wettbewerb auf diesen Märkten. Gemeinsam mit den Ergebnissen aus b. ergibt sich somit aus der Gesamtbeurteilung der Kennziffernanalyse, dass das Fernleitungsnetz der Betroffenen auch unter Berücksichtigung der geplanten Zusammenlegung der L-Gas Marktgebiete nicht zu einem überwiegenden Teil Wettbewerb ausgesetzt ist.

2. Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation

Die Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation weist auf wettbewerblich nicht hinreichend kontrollierte Verhaltensspielräume hin.

Die Beschlusskammer hat bei der Analyse der wettbewerblichen Gesamtsituation die praktischen Wettbewerbserfahrungen Dritter, die vertikale Integration der Vertriebs- und Netzaktivitäten, die Kapazitätsauslastung in den Netzen und das wettbewerbliche Verhalten der Betroffenen untersucht.

a. Praktische Wettbewerbserfahrungen Dritter

Fehlender Wettbewerb in den Fernleitungsnetzen in Deutschland wird durch die Ergebnisse von zwei von der Bundesnetzagentur in den Jahren 2005 und 2007 durchgeführten Marktbefragungen hinsichtlich der Wettbewerbserfahrungen verschiedener Transportkunden bestätigt.

(1) Marktbefragung 2005

Die erste Marktbefragung wurde von der Bundesnetzagentur bereits im Dezember 2005 durchgeführt. Hierbei wurden 53 Netznutzer (unabhängige Händler, Industriekunden und Stadtwerke) zu der Situation in den jeweiligen Netzen und zu ihren Erfahrungen in den Jahren 2002-2005 befragt. Die angeschriebenen Händler wurden insbesondere zu ihren bisherigen Erfahrungen bei der Nutzung von überregionalen Gasfernleitungsnetzen und zum Bestehen von alternativen Transportmöglichkeiten durch andere überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber befragt. Die Fragebögen an die angeschriebenen Stadtwerke und Industriekunden hingegen enthielten Fragen zu neu abgeschlossenen bzw. neu verhandelten Gaslieferverträgen und zu Erfahrungen bei der Organisation des Gastransports und der Nutzung überregionaler Gasfernleitungsnetze. 44 der angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Keiner der befragten Netznutzer war der Auffassung, dass es wirksamen Leitungswettbewerb gebe. Die Netznutzer gaben an, dass es nur in einigen Fällen Transportalternativen gebe, da andere Transportoptionen oftmals wegen eines nicht identischen Entry- oder Exit-Punktes, erheblicher Preisunterschiede, unterschiedlicher Gasqualitäten, unterschiedlicher Bedingungen für den Bilanzausgleich und unterschiedlicher Handelsmöglichkeiten im Netz nicht vergleichbar seien. Insbesondere die befragten Händler gaben an, dass erhebliche praktische Probleme bei der Transportabwicklung bestehen und es in den meisten Fällen, in denen überhaupt eine Transportalternative bestehe, diese so unwirtschaftlich sei, dass die Händler ihren Kunden kein wettbewerbsfähiges Angebot unterbreiten könnten. Außerdem komme es zu Wettbewerbsverzerrungen durch Bevorzugung integrierter Vertriebstöchter.

Als besonderes Problem sahen die befragten Netznutzer, dass insbesondere an den meisten Importpunkten keine freien Kapazitäten bzw. nur unterbrechbare Kapazitäten erhältlich waren, so dass möglicherweise bestehende Alternativen nicht genutzt werden konnten. Hinsichtlich der unterbrechbaren Kapazitäten konnte das Unterbrechungsrisiko von den Netzbetreibern meist nicht beziffert werden, so dass die Netznutzer ihr Risiko nicht einschätzen konnten. Zudem stellten sich mögliche Transportalternativen oftmals als unwirtschaftlich dar, da sie über zwei oder mehr Entry-Exit-Zonen verliefen.

Nur zwei Netznutzer haben angegeben, in dem Abfragezeitraum 2002-2005 tatsächlich den Netzbetreiber gewechselt zu haben. Als Grund für diese Wechsel haben die jeweiligen Netznutzer ein geringeres Unterbrechungsrisiko bzw. eine extreme Kapazitätsauslastung auf der ursprünglich gebuchten Leitung angegeben. Keiner der befragten Netznutzer berichtete von einem aktiven Marketingverhalten oder von Initiativangeboten der Netzbetreiber. Von einigen Händlern wurde sogar darauf hingewiesen, dass es nur bei einigen der von Projektgesellschaften oder im Bruchteilseigentum betriebenen Fernleitungen tatsächlich separate Vermarktungskonzepte der einzelnen Anteilseigner gebe.

(2) Marktbefragung 2007

Im Hinblick auf die zwischenzeitlich eingetretenen Veränderungen durch das neue Gasnetzzugangsmo-
dell hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2007 eine erneute Marktbefragung durchgeführt. Im Rahmen dieser Befragung wurden insgesamt 90 Marktteilnehmer (unabhängige Händler/Lieferanten, Industriekunden/Letzverbraucher, Stadtwerke und verbundene Vertriebe überregionaler oder regionaler Netzbetreiber) zu ihren praktischen Erfahrungen bei durchgeführten und geplanten Transporten in den Gaswirtschaftsjahren 2006/07 und 2007/08 befragt. Kriterien für die Auswahl der anzuschreibenden Unternehmen waren Größe bzw. Umfang der transportierten Mengen, Kenntnis von Transport- und Handelsaktivitäten und die Beteiligung an der Händlerbefragung im Jahre 2005. Bei Stadtwerken, Letztverbrauchern und Industriekunden wurden zudem vorwiegend solche angeschrieben; die über mehrere Netzanschlüsse bei verschiedenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern verfügen. 69 der 90 angeschriebenen Unternehmen haben auf die Befragung geantwortet.

Die Mehrheit der antwortenden Unternehmen ist der Auffassung, es bestehe kein oder nur kaum wirksamer Leitungswettbewerb. Lediglich 15 Unternehmen, von denen jedoch 13 mit einem überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gesellschaftsrechtlich verbunden sind, gaben an, dass ihrer Auffassung nach wirksamer Leitungswettbewerb bestehe. Zentrale Hindernisse für die Entstehung von wirksamem Wettbewerb sind nach Angaben der Unternehmen die mangelnde Verfügbarkeit von Kapazitäten, ein hoher Transaktions- und Abwicklungsaufwand, insbesondere bei einem marktgebietsüberschreitenden Transport, sowie operative und kommerzielle Nachteile, die bei einem Wechsel des Marktgebiets häufig auftreten. Die Unternehmen weisen insoweit auch vielfach darauf hin, dass sie aufgrund bestehender Gasbezugsverträge Gas nur an einem bestimmten virtuellen Punkt verfügbar haben und daher ein Marktgebietswechsel nur schwer zu realisieren sei.

Als weitere Hindernisse werden von den befragten Unternehmen u.a. unklare Vertragsbedingungen und Preise, Beschränkungen der Nutzbarkeit der Kapazitäten, Komplexität der Buchung und ungleiche Dienstleistungsqualität benannt.

Von den 69 antwortenden Unternehmen stehen nach eigenen Angaben im betrachteten Zeitraum 30 Unternehmen (9 unabhängige Händler, 7 Stadtwerke und 14 verbundene Vertriebe) in geschäftlichen Beziehungen mit der Betroffenen bzw. den vorherigen Rechtsträgern (d.h. Gasübergabe oder Kapazitätsbuchung in Marktgebieten, die von der Betroffenen aufgespannt werden). Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 haben 15 Unternehmen und für das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 21 Unternehmen angegeben, dass sie bei der Betroffenen bzw. den vorherigen Rechtsträgern Kapazitäten angefragt bzw. erfolgreich gebucht haben. In diesen beiden Gaswirtschaftsjahren waren 99,7 % bzw. 98,7 % der angefragten Kapazitätsbuchungen bei der Betroffenen bzw. den vorherigen Rechtsträgern der Kapazitätshöhe nach erfolgreich. Für das Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 gaben zwei Unternehmen und für das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 drei

Unternehmen an, konkrete Probleme bei der Kapazitätsbuchung bei der Betroffenen bzw. der vorherigen Rechtsträgerin BEB Transport GmbH gehabt zu haben. So konnte die angefragte (feste) Kapazität nur teilweise oder gar nicht gebucht werden.

24 der insgesamt 69 antwortenden Unternehmen haben in Fällen, in denen ihre Ausspeisungen bzw. einer oder mehrere ihrer Kunden über unterschiedliche Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebiete erreicht werden konnten oder können, ernsthaft Transportalternativen in Erwägung gezogen, indem sie sich informiert haben, Preise verglichen oder die Verfügbarkeit von Kapazitäten geprüft haben. Von diesen Unternehmen haben allerdings insgesamt nur zwei Unternehmen im Gaswirtschaftsjahr 2006/07 und vier Unternehmen im Gaswirtschaftsjahr 2007/08 dann auch tatsächlich verbindliche Kapazitätsanfragen für die jeweiligen Transportalternativen gestellt.

Als wesentliche Entscheidungsaspekte bei der Buchung bei einem bestimmten Fernleitungsnetzbetreiber wurden von den Marktteilnehmern allgemein die Verfügbarkeit von Gas nur an einem bestimmten virtuellen Punkt, das Bestehen von Kapazitätsengpässen auf Alternativpunkten und die Höhe der Transportentgelte genannt. Nur insgesamt 13 aller 69 antwortenden Unternehmen waren darüber hinaus potenzielle Transportmöglichkeiten über alternative Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebiete als den bisherigen unter Nutzung bereits deaktivierter Verbindungen oder über Netzkoppelpunkte mit ausgewiesener technischer Kapazität von 0 kWh bekannt. Von diesen haben zwei Unternehmen daraufhin konkrete Buchungsanfragen bei der Betroffenen bzw. bei der vorherigen Rechtsträgerin BEB Transport GmbH gestellt, von denen jedoch nur eine erfolgreich gewesen ist.

Kein Unternehmen hat zudem im Abfragezeitraum für die Belieferung ihrer Kunden das Marktgebiet bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber zu der Betroffenen hin oder von der Betroffenen weg gewechselt. Allerdings haben zwei Unternehmen einen Wechsel hin zur Betroffenen zu einem späteren Zeitpunkt vor. Gründe hierfür wären günstigere Ausgleichsenergie sowie ein preiswerter Bezug am VP der Betroffenen. Zudem haben nur zwei Unternehmen angegeben, dass die Betroffene bzw. die vorherige Rechtsträgerin BEB Transport GmbH für den Abfragezeitraum aktiv mit Netznutzungsangeboten (dabei einmal ohne Angabe der Kapazitätshöhe) auf sie zugezogen sei.

b. Vertikale Integration

Wirksamer bestehender Leitungswettbewerb wird durch das hohe Maß an vertikaler Integration der Vertriebs- und Handelstätigkeiten einerseits und der Netzaktivitäten andererseits behindert. Die Betroffene gehört nicht zu einem vertikal integrierten Konzern. Jedoch gehören die meisten der Leitungswettbewerb anzeigenden Netzbetreiber einem Konzern an, der ebenfalls im Handel und Vertrieb tätig ist. Eine Bevorzugung des verbundenen Vertriebs durch den Netzbetreiber ist aufgrund der Entflechtungsvorschriften auszuschließen. Daneben ist aber zu berücksichtigen, dass es für den verbundenen Vertrieb aus Konzernperspektive ökonomisch sinnvoll erscheint, Kapazitäten vorzugsweise bei der Konzernschwester zu buchen. Denn die Netzentgelte stellen konzerninterne Zahlungen dar. Die Höhe der gezahlten Entgelte spielt daher in der Gesamtbilanz des Konzerns keine Rolle. Zugleich stellt die Buchung beim verbundenen Netzbetreiber sicher, dass die entsprechenden Zahlungen nicht einem konkurrierenden Konzern zugute kommen.

Die Marktbefragung 2007 hat diesbezüglich ergeben, dass die meisten der konzernrechtlich verbundenen Vertriebe einen Großteil ihrer Kapazitäten bei dem verbundenen Netzbetreiber buchen bzw. den größten Anteil ihrer Liefermengen im Marktgebiet des verbundenen Netzbetreibers an ihre Kunden übergeben.

Da es zugleich in der Konzernperspektive auch für den Netzbetreiber sinnvoll erscheinen muss, wenn die Kapazitäten vorwiegend von der Konzernschwester gebucht werden, ist auch der Netzbetreiber nicht aktiv daran interessiert, durch niedrige Preise sein Produkt möglichst auch Konkurrenten seines Schwesterkonzerns zugänglich zu machen. Dies vermindert die preisdisciplinierende Wirkung möglicher wettbewerblicher Strukturen weiter, ohne dass einer der beiden Konzernteile die geltenden Entflechtungsregeln übertreten hätte.

c. Kapazitätssituation

Die derzeitige sehr hohe Kapazitätsauslastung im Netz der Betroffenen und in den Netzen der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber spricht gegen das Vorliegen von wirksamem Leitungswettbewerb.

Wirksamer Leitungswettbewerb setzt voraus, dass am Markt tätige dritte Netzbetreiber über substantielle (freie) Kapazitäten verfügen, die es ihnen erlauben, alternative Angebote zu den Transportdienstleistungen der Betroffenen zu unterbreiten. Nur wenn dies der Fall ist, ergibt sich aus Sicht des Transportkunden eine Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Transportalternativen, die die Betroffene wettbewerblichem Druck aussetzt. Unabhängig davon, dass die Betroffene auf dem überwiegenden Teil der relevanten Märkte ohnehin die alleinige Anbieterin von Transportdienstleistungen ist, spricht die derzeitige Kapazitätsauslastung gegen das Vorliegen wirksamen Wettbewerbs. So hat eine Auswertung des Ausbuchungsstandes der Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, basierend auf den Daten aus der Abfrage im Sommer 2007, ergeben, dass am 1. Oktober 2006 deutschlandweit 94 % ausgebucht gewesen waren. Bei der Betroffenen lag [REDACTED] Ausbuchung der Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten vor. Es wurde außerdem (basierend auf den Angaben aus den Anzeigen der Unternehmen) festgestellt, dass bei allen Unternehmen in dem Zeitraum Gaswirtschaftsjahr 2002/03 bis Gaswirtschaftsjahr 2009/10 bereits an den Importpunkten in das nationale Netz alle Kapazitäten vollständig bzw. nahezu vollständig ausgebucht waren und sein werden. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit den Erfahrungen der Marktteilnehmer in den letzten Jahren. In beiden Marktbefragungen ist deutlich geworden, dass das zentrale Problem bei der Netznutzung der hohe Ausbuchungsstand der Kapazitäten ist.

Ein weiteres Problem stellt die oft langfristige Buchung eines großen Anteils der Kapazitäten dar. Haben die Netzbetreiber einen großen Anteil ihrer Kapazitäten in langfristigen Verträgen vergeben, können sie Kapazitäten nicht kurzfristig vergeben und so nicht auf Änderungen am Markt und beim Verhalten der Wettbewerber reagieren. Zudem werden die Transportkunden langfristig gebunden und dadurch daran gehindert, bei einem günstigeren Angebot zu einem möglichen Wettbewerber zu wechseln.

Zudem hat eine Auswertung der Angaben der Leitungswettbewerb anzeigenden Unternehmen über die im Gaswirtschaftsjahr 2005/06 laufenden Verträge bezüglich der gebuchten festen Kapazitäten ergeben, dass bei mindestens acht der zwölf Unternehmen, die Leitungswettbewerb angezeigt haben, über 90 % der transportierten Mengen in Verträgen vergeben waren, die eine Laufzeit von mehr als vier Jahren haben.

Die von der Europäischen Kommission im Juni 2005 durchgeführte Untersuchung des Energiesektors bestätigt ebenfalls diesen Befund für die großen europäischen Transportachsen. Sie kam zu dem Ergebnis, dass auf der BeNeLux-Italien-Achse, auf der norwegisches, niederländisches und britisches Gas durch Frankreich und Deutschland nach Süddeutschland und Italien transportiert wird, die Primärkapazitäten im Durchschnitt bis zum Jahre 2022 gebucht sind. Die entsprechenden Leitungen waren ausgehend von Juni 2005 mindestens für die nächsten zehn Jahre vollständig ausgebucht. Erst im Jahr 2015 werden demnach wieder freie Kapazitäten auf einigen Leitungen zur Verfügung stehen.⁷⁴ Zudem wird der überwiegende Teil dieser Primärkapazitäten von etablierten Unternehmen durch Verträge aus der Zeit vor der Liberalisierung gehalten.⁷⁵ Die etablierten Unternehmen hätten zudem kaum einen Anreiz, die Kapazität zur Befriedigung des Bedarfs neuer Marktteilnehmer auszuweiten. Neue Marktteilnehmer könnten daher kurz- und mittelfristig an den wichtigen Punkten keine festen Transitkapazitäten und damit keine Möglichkeit zum Eintritt in neue Märkte erlangen.⁷⁶ Auf der Ost-West-Achse, auf der russisches Gas in die EU transportiert wird, stellt sich die Kapazitätssituation ähnlich dar. Die Primärkapazitäten sind im Durchschnitt bis 2017 gebucht und auch hier sind die entsprechenden Lei-

⁷⁴ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, DG COMPETITION REPORT ON ENERGY SECTOR INQUIRY (10.01.2007) Tz. 212 und 214.

⁷⁵ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 215.

⁷⁶ Mitteilung der Kommission, Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Art. 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003, KOM (2006) 851 endg., Rn. 22.

tungen mindestens bis zum Jahr 2015 vollständig ausgebucht.⁷⁷ Die Primärkapazitäten sind fast ausschließlich entweder an etablierte Unternehmen oder an Gasproduzenten vergeben und nur ca. 3% der längerfristigen Kapazitäten wird von neu in den Markt eintretenden Unternehmen gehalten.⁷⁸

d. Wettbewerbliches Verhalten der Betroffenen

Die Betroffene hat keinen Nachweis von wettbewerblichem Verhalten erbracht.

Unter wettbewerblichem Verhalten werden alle Maßnahmen eines Marktteilnehmers erfasst, die dazu geeignet sind mehr Nachfrage auf sich zu ziehen. Die Maßnahmen des wettbewerblichen Verhaltens sind vom Marktteilnehmer so ausgestaltet, dass sie dem Marktteilnehmer einen dauerhaften Wettbewerbsvorteil gegenüber Konkurrenten bieten und vom Nachfrager gegenüber anderen Dienstleistungen als differenziert anerkannt werden. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt im Unternehmen aufgrund von Wettbewerbssituationen bzw. Wettbewerbsdruck auf relevanten Märkten. Bezogen auf den Fall der Betreiber von überregionalen Fernleitungsnetzen bedeutet dies, dass die Maßnahmen geeignet sein müssen mehr Nachfrage nach Transportkapazitäten im Netz der Betroffenen zu generieren. Nicht unter der Begrifflichkeit des wettbewerblichen Verhaltens fallen Maßnahmen, deren Umsetzung aufgrund von gesetzlichen Regelungen oder aufgrund von bestehenden Vereinbarungen gefordert wird.

Das wettbewerbliche Verhalten von Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen umfasst Maßnahmen im Bereich der Dienstleistungen und der Preissetzung.

Zu diesen Dienstleistungen zählen beispielsweise die von der Betroffenen genannte Einführung des Entry-Exit-Systems und die Einrichtung einer Handelsplattform am Virtuellen Punkt. Deren Einführung basiert jedoch auf Verpflichtungen und Anforderungen an Betreiber von Gasversorgungsnetzen aus dem EnWG und der GasNZV bzw. erfolgen aufgrund der Umsetzung von Maßnahmen nach Abschluss der sog. Kooperationsvereinbarung. Diese Maßnahmen dienen in erster Linie zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für einen Wettbewerb auf den dem Netzbereich vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsebenen. Die Umsetzung und Einführung solcher Maßnahmen ist daher kein Indiz für wettbewerbliches Verhalten.

Die Betroffene hat auch nicht nachgewiesen, dass ihr Preissetzungsverhalten auf wirksamen Leitungswettbewerb zurückzuführen ist. Vielmehr spricht das Preissetzungsverhalten der Betroffenen und der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber für ein Fehlen von Leitungswettbewerb. Eine nur auf die Entgelte gerichtete Betrachtung des Preissetzungsverhaltens ist aus Sicht der Beschlusskammer auch nicht geeignet, wirksamen Leitungswettbewerb nachzuweisen.

Das Preissetzungsverhalten eines Marktteilnehmers wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Zu diesen Faktoren zählen unter anderem die Kapazitätssituation in einem Markt, das Verhalten der Nachfrager auf diesem Markt und die Beteiligungen an Gemeinschaftsleitungen.

Wie aus den Erläuterungen zur Kapazitätssituation ersichtlich wird, liegt derzeit eine sehr hohe Kapazitätsauslastung im Netz der Betroffenen und in den Netzen der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber vor. Einerseits können die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber nur Kapazitäten anbieten, die in ihrem Netz verfügbar sind und über welche sie bestimmen können. Andererseits ist es den Marktteilnehmern nicht möglich, ohne weiteres zusätzliche Nachfrage nach Kapazitäten zu bedienen.

Aus dem Verhalten der Betroffenen und der anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber ist auch nicht ersichtlich, welche disziplinierende Wirkung von der Marktgegenseite auf das Preissetzungsverhalten der Betroffenen ausgeht. Auf der Nachfrageseite stehen Transportkunden, die auf die bereitgestellte Transportinfrastruktur angewiesen sind. Speziell für nachgelagerte Netzbetreiber stellen sich die Netznutzungsentgelte als durchlaufende Kostenpositionen dar, die aufgrund der geringen Preiselastizität der Nachfrage und aufgrund des bestehenden Regu-

⁷⁷ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 212 und 216.

⁷⁸ Europäische Kommission, Abschlussbericht Sektorenuntersuchung, a.a.O., Tz. 217 und 218.

lierungsrahmens (fast) vollständig an den Endverbraucher weitergegeben werden können. Die Nachfrager nach Transportdienstleistungen sind damit so genannte Preisanpasser.

Gerade im überregionalen Fernleitungsnetz ist der Leitungsbau mit bestimmten Renditeerwartungen der Investoren verbunden. Werden Gemeinschaftsleitungen gebaut, haben die Gesellschafter gemeinsame wirtschaftliche Interessen. Bei Kooperationen von Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen von Gemeinschaftsprojekten erscheint es sehr unwahrscheinlich, dass ein Verdrängungswettbewerb über Preise stattfinden wird, da alle Teilnehmer an einem Gemeinschaftsprojekt an einer Refinanzierung ihrer Investitionen interessiert sind und eventuell in Zukunft wieder als Kooperationspartner tätig werden wollen.

Auch eine Kapazitätserweiterung in Gemeinschaftsleitungen führt nicht zu einem veränderten Preissetzungsverhalten. Zunächst ist dabei zu berücksichtigen, dass eine Kapazitätserweiterung eines anderen Betreibers der Gemeinschaftsleitung im Regelfall nach der diskutierten Marktabgrenzung gar keinen Eintritt in den betrachteten Markt darstellt, so dass auch keine preisrelevanten Auswirkungen von dieser Maßnahme ausgehen können. Eine Kapazitätserweiterung in einer Gemeinschaftsleitung ist zudem vom Wohlwollen bzw. der Zustimmung der anderen beteiligten Gesellschafter abhängig. Ein Preiswettbewerb um die zusätzliche Nachfrage erscheint aus den gegebenen Gründen unwahrscheinlich.

Dem von der Betroffenen vorgetragenen Argument, dass die einheitliche Preisbildung im Netz der Betroffenen auf gesetzlichen Vorgaben beruhe, kann die Beschlusskammer nicht folgen. Die Betroffene verweist auf § 15 Abs. 4 GasNEV und § 19 Abs. 2 GasNEV, die eine solche Vorgehensweise zwingend vorschreiben. § 19 Abs. 2 GasNEV verweist darauf, dass bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV zu beachten sind. Die §§ 13 und 15 Abs. 4 GasNEV finden entsprechend Anwendung. Die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und Nr. 2 GasNEV beinhalten, dass bei der Bildung der Einspeiseentgelte die Anforderung an die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des sicheren Betriebs der Netze und die Anforderung an die Beachtung der Diskriminierungsfreiheit zu erfüllen sind. § 15 Abs. 4 GasNEV gibt vor, dass Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet werden. Die Entgelte an den einzelnen Ausspeisepunkten sollen in angemessenem Verhältnis zu einander stehen. Unbeschadet dieser Regelung sind für Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte zu bilden, soweit die Kapazitätsnutzung an unterschiedlichen Punkten innerhalb dieser Gruppe nicht zu erheblichen Unterschieden in der Belastung des Leitungsnetzes führt. Die Verordnung spricht von Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten für die einheitliche Entgelte erhoben werden können. Dass diese Vorgehensweise bei der Entgeltbildung an Ein- und Ausspeisepunkten auf eine einheitliche Preisbildung im gesamten Fernleitungsnetz der Betroffenen schließen lässt, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar.

Die gestiegene Zahl der Neuabschlüsse von Transportverträgen mit Transportkunden ist ebenfalls kein Indiz für wirksamen Leitungswettbewerb. Im Zusammenhang mit dem wettbewerblichen Verhalten führt die Betroffene die gestiegene Zahl von Transportvertragsabschlüssen als Nachweis für die positive Wirkung ihrer Maßnahmen an. Die gestiegenen Transportvertragsabschlüsse mit Transportkunden resultieren zum einen aus der Notwendigkeit seitens der Transportkunden nach Ablauf von Jahresverträgen eine erneute Buchung vorzunehmen und zum anderen aus der Möglichkeit für Transportkunden eine Optimierung des Kapazitätsportfolios durch eine gemischte Buchung von unterbrechbaren und festen Kapazitäten sowie unterjährigen und jährlichen Buchungen vorzunehmen. Hinzu kommt ein Eintreten weiterer Marktteilnehmer auf den dem Netz vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsebenen, die dann als Transportkunden im Netz auftreten. Aufgrund der zum 01.10.2007 eingetretenen Wirkung der Kooperationsvereinbarung bedarf es einer Anpassung von alten Verträgen bzw. eines Neuabschlusses. Zudem wurden durch die Einführung der internen Bestellung neue Vertragspartner durch die nachgelagerten Netzbetreiber festgelegt. Jedoch ist hier festzuhalten, dass durch Transportkunden nur Einspeisekapazitäten bei der Betroffenen gebucht werden müssen. Ausspeiseverträge zwischen Transportkunden und der Betroffenen werden nur geschlossen, sofern sie zur Belieferung von Letztverbrauchern oder zur Durchführung marktgebietsüberschreitender Transporte dienen. In allen anderen Fällen werden die Ausspeisekapazitäten von den nachgelagerten Netzbetrei-

bern im Wege der internen Bestellung bei der Betroffenen bestellt und ein Ausspeisevertrag zwischen dem Transportkunden und dem Ausspeisenetzbetreiber, meist ein örtlicher Verteilernetzbetreiber, abgeschlossen.

3. Wirksamer potenzieller Wettbewerb

Die Betroffene hat den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis, dass ihr Fernleitungsnetz wirksamem potentielltem Wettbewerb i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ausgesetzt ist, nicht erbracht.

a. Voraussetzungen für potenziellen Wettbewerb

Das Fernleitungsnetz der Betroffenen ist nicht zu einem überwiegenden Teil wirksamem potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt. Potenzieller Leitungswettbewerb ist dann gegeben, wenn der Marktzutritt eines potenziellen Wettbewerbers hinreichend wahrscheinlich ist und in absehbarer Zeit und in hinreichendem Umfang erfolgen kann.

Marktzutritte potenzieller Wettbewerber werden durch die Marktstruktur im Bereich Gastransportdienstleistungen überregionaler Fernleitungsnetze erschwert. Der Anschluss eines nachgelagerten Netzes an einen anderen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber, z. B. durch den Bau einer Sticheitung, stellt noch nicht notwendigerweise einen Zutritt in den betroffenen Markt dar. Von einem Marktzutritt ist nur dann auszugehen, wenn die neu geschaffenen Kapazitäten demselben relevanten Markt zuzuordnen wären wie die Kapazitäten des bereits in dem betroffenen Markt aktiven Unternehmens.

Auch die derzeitige Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen spricht gegen die Wahrscheinlichkeit eines Marktzutrittes. Eine Auswertung der von den anzeigenden Unternehmen übermittelten Informationen über den Ausbuchungsstand ihrer Kapazitäten hat ergeben, dass bei allen Unternehmen in dem Zeitraum Gaswirtschaftsjahr 2002/03 bis Gaswirtschaftsjahr 2009/10 bereits an den Importpunkten in das nationale Netz alle Kapazitäten vollständig bzw. nahezu vollständig ausgebucht waren und sein werden. Demzufolge stellt sich die inländische Aufspeisung zusätzlicher Gasfernleitungen als problematisch dar.

Marktzutritte werden zudem erheblich durch die verschiedenen vor einem Leitungsbau durchzuführenden planungs- und umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren erschwert. Zudem handelt es sich bei den Investitionskosten für den Bau einer Gasleitung um versunkene Kosten, also irreversible Investitionen, die bei einem Fehlschlag des Marktzutritts verloren wären. Das bereits im Markt etablierte Unternehmen hat in der Regel größere Spielräume bei der Preissetzung als das neu in den Markt eintretende Unternehmen, das seine Investitionskosten noch erwirtschaften muss. Die größtenteils sehr hohen versunkenen Kosten des Marktzutritts sind bei den etablierten Unternehmen nicht mehr entscheidungsrelevant. Potentielle Wettbewerber müssen damit rechnen, dass das etablierte Unternehmen einen Marktzutritt durch eine Kampfpreisstrategie verhindert. Zudem führen hohe irreversible Investitionen grundsätzlich dazu, dass das bereits etablierte Unternehmen versuchen wird, langfristig eine hohe Outputmenge, u.a. durch Abschluss von Langfrist- oder Ausschließlichkeitsverträgen, beizubehalten. Im Bereich der Gastransportdienstleistungen versuchen etablierte Unternehmen daher, einen möglichst hohen Anteil ihrer Kapazitäten langfristig durch den Abschluss langfristiger Verträge abzusetzen und erschweren dadurch den Marktzutritt von potenziellen Wettbewerbern erheblich.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass ein Marktzutritt in Form neu geschaffener Kapazitäten nur dann eine disziplinierende Wirkung auf den etablierten Fernleitungsnetzbetreiber entfalten wird, wenn durch die neu geschaffenen Kapazitäten des in den Markt eintretenden Unternehmens Überkapazitäten geschaffen werden. Denn nur in diesem Fall besteht die Gefahr, dass Transportkunden des etablierten Fernleitungsnetzbetreibers zu dem neuen Anbieter wechseln. Decken die neu geschaffenen Kapazitäten hingegen ausschließlich eine zusätzliche Kapazitätsnachfrage, können die Transportkunden des etablierten Anbieters nicht wechseln und der etab-

lierte Anbieter muss nicht mit Preissenkungen auf den Markteintritt reagieren, um einen Wechsel der Transportkunden zu verhindern.

Neben der möglichen langfristigen Bindung von Transportkunden durch langfristige Kapazitätsverträge des etablierten Unternehmens verhindern teilweise auch die vertikale Integration und daraus folgende Konzerninteressen, dass Transportkunden bei dem potenziellen Wettbewerber Kapazitäten buchen. Dies wird auch durch die oben angesprochenen Ergebnisse der Marktbefragung 2007 bestätigt.

Entgegen dem Vortrag der Betroffenen geht unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation vom Sekundärmarkt kein Wettbewerb im Leitungsnetz aus. Die Betroffene trägt vor, dass potenzieller Wettbewerb vom Sekundärmarkt ausgehe. Allein die Möglichkeit eines Kunden, jegliche Kapazitätsrechte unbeschränkt weiter zu veräußern, verursache potenziellen Wettbewerb an allen Punkten des Gasfernleitungsnetzes der Betroffenen. Nach § 14 Abs. 1 GasNZV haben die Netzbetreiber eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten (Sekundärmarkt) einzurichten. Bisher ist auf dem Sekundärmarkt für Kapazitätsrechte im Netzgebiet der Betroffenen lediglich ein geringer Handel mit Kapazitätsrechten und somit kein liquider Kapazitätsmarkt zu beobachten⁷⁹. Der Handel beschränkt sich außerdem auf die Kapazitäten der Netzbetreiber, die einen Dienstleistungsvertrag mit dem Betreiber der Handelsplattform abgeschlossen haben. Ferner ist der Handel auf jene Kapazitäten beschränkt, die von Transportkunden gebucht werden können. D.h. ein Großteil der Kapazitäten kann nicht und wird nicht auf dem Sekundärmarkt gehandelt. Zu dem gleichen Befund kommt das Bundeskartellamt nach Auswertung einer Marktbefragung im Rahmen eines Zusammenschlussvorhabens in Zusammenhang mit der trac-x.⁸⁰

Bei der Beurteilung des potenziellen Leitungswettbewerbs ist im Übrigen von Bedeutung, dass es sich bei überregionalen Gasfernleitungen in aller Regel um sog. natürliche Monopole⁸¹ oder wesentliche Einrichtungen (essential facilities)⁸² handelt. Für eine Subadditivität der Kosten spricht, dass die Kapazität einer einzelnen Erdgasleitung mit der ca. 2,5-fachen Potenz des Durchmessers wächst und die höheren Materialkosten durch die erhöhte Kapazität mehr als kompensiert werden, wie auch der häufige gemeinsame Leitungsbau („pipe in pipe“) verdeutlicht. Zudem kann die Kapazität bestehender Erdgasleitungen durch Einsatz von Verdichteranlagen zu Kosten gesteigert werden, die unter denen eines Leitungsneubaus liegen. Darüber hinaus lassen sich auch bei paralleler Verlegung von Rohren Kostenvorteile gegenüber der Leitungsverlegung auf gesonderten Trassen erzielen. Schließlich ist auch die Koordination der Gasflüsse durch ein Unternehmen einfacher als durch mehrere. Zudem sind überregionale Gasfernleitungen für den Zugang zum Markt unverzichtbar, weil sie nicht oder nur unter solch hohen Kosten ersetzt werden können, dass dies (auch aus volkswirtschaftlicher Sicht) unwirtschaftlich wäre. Zum einen bestehen bereits planungsrechtliche Schwierigkeiten bei verfügbaren Kapazitäten einer bestehenden Leitung. Zum anderen wird ein anderer Netzbetreiber in der Regel von einem Leitungsneubau aufgrund der erforderlichen hohen Investitionen, die nicht rückgängig zu machen sind (sunk costs), absehen, wenn auf der vorhandenen Leitung Kapazitäten verfügbar sind. Denn für den neuen Netzbetreiber sind die anfallenden Kosten noch entscheidungsrelevant, während sie für den etablierten Netzbetreiber als versunkene Kosten nicht mehr entscheidungsrelevant – und die Anlagen bereits teilweise abgeschrieben – sind. Diese Faktoren deuten darauf hin, dass potentieller Leitungswettbewerb sehr unwahrscheinlich ist.

⁷⁹ Bundesnetzagentur, Bericht 2007 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Seite 126

⁸⁰ BKartA, B 8 – 59/07, Tz. 30

⁸¹ Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Tz. 434; Monopolkommission, Hauptgutachten XVI (2004/2005), S. 60; Von Hirschhausen/Neumann/Rüster, „Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland“, Gutachten im Auftrag von EFET, Mai 2007, S. 6 ff.

⁸² Monopolkommission, Hauptgutachten XIV (2000/2001), Tz. 842.

b. Theorie der bestreitbaren Märkte

Eine Bestreitbarkeit der betroffenen Märkte ist vorliegend nicht gegeben. Nach der Theorie der bestreitbaren Märkte kann potentieller Wettbewerb, also die Drohung des Marktzutritts anderer Unternehmen, Marktmacht verhindern und als Substitut für fehlenden bestehenden Wettbewerb wirken. Ein Markt gilt dann als bestreitbar, wenn das etablierte Unternehmen auf diesem Markt durch außenstehende potenzielle Wettbewerber und deren glaubwürdige Drohung des Marktzutritts derart diszipliniert wird, dass er es sich nicht leisten kann, Preise oberhalb des Wettbewerbspreises von seinen Kunden zu verlangen.

Die Theorie der bestreitbaren Märkte basiert auf einer Reihe restriktiver Voraussetzungen, die in den hier betroffenen Märkten für Gastransportdienstleistungen nicht erfüllt sind. Bedingung für eine Bestreitbarkeit der Märkte ist, dass der Marktzutritt frei ist, alle Unternehmen Zugang zu gleicher Technologie haben, keine versunkenen Kosten entstehen, der Marktzutritt ohne zeitliche Verzögerung möglich ist, jede technisch mögliche Menge bereitgestellt werden kann, der Markt kostenlos wieder verlassen werden kann und der Zeitraum, den das etablierte Unternehmen benötigt, um seinen Preis zu ändern, länger sein muss als der, den die neuen Unternehmen benötigen um den Markt wieder verlassen zu können.

Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, dann muss das etablierte Unternehmen mit einem Markteintritt anderer Unternehmen rechnen und der potentielle Wettbewerb entfaltet eine dem bestehenden Wettbewerb ebenbürtige Wirkung. Würde das etablierte Unternehmen in einem bestreitbaren Markt überhöhte Preise verlangen, dann müsste es damit rechnen, dass ein anderes Unternehmen in den Markt eintritt, den überhöhten Preis unterbietet, Gewinne realisiert und vor einer Gegenreaktion des etablierten Unternehmens den Markt gegebenenfalls wieder verlässt.

Wenn allerdings auch nur einzelne Voraussetzungen der Theorie der bestreitbaren Märkte nicht erfüllt sind, dann liegt keine Bestreitbarkeit des Marktes und mithin auch kein potentieller Wettbewerb vor, der eine dem bestehenden Wettbewerb gleichgestellte Wirkung entfaltet. Beispielsweise ist ein kostenloser Marktaustritt dann gegeben, wenn es keine versunkenen Kosten gibt. Gibt es keine versunkenen Kosten, hat ein Unternehmen jederzeit die Möglichkeit, den Markt ohne Kosten und Zeitverlust zu verlassen. Entscheidend ist dabei die Kombination von versunkenen Kosten und der Reaktionszeit des etablierten Unternehmens: Je größer die versunkenen Kosten des neu eintretenden Unternehmens, desto länger muss die Reaktionszeit des etablierten Unternehmens sein, damit ein neu eintretendes Unternehmen diese Kosten decken und einen positiven Gewinn im Markt erwirtschaften kann.⁸³ Entstehen einem Unternehmen hingegen durch den Marktzutritt auch nur geringe versunkene Kosten und kann das etablierte Unternehmen seinen Preis schnell anpassen, so liegt keine Bestreitbarkeit der Märkte vor und der drohende Marktzutritt verliert seine Wirkung.⁸⁴

Der Marktzutritt in den betroffenen Märkten für Gastransportdienstleistungen ist in der Regel nicht völlig frei, da erhebliche Marktzutrittsschranken bestehen und die neu in den Markt eintretenden Unternehmen aufgrund der Lernkurveneffekte der etablierten Anbieter nicht die gleichen Kosten wie die etablierten Unternehmen haben. Zudem bestehen in der Regel hohe versunkene Kosten, so dass der Marktaustritt nicht kostenlos ist. Die versunkenen Kosten entstehen in erster Linie aufgrund des Leitungsneubaus. Diese versunkenen Kosten sind für den etablierten Anbieter, anders als für das neu eintretende Unternehmen, nicht mehr entscheidungserheblich. Er kann daher bei seiner Preisgestaltung kurzfristig bis sogar auf seine variablen Kosten heruntergehen und damit die neu eintretenden Unternehmen, die die Investitionen erst tätigen müssen, jederzeit am Marktzutritt hindern. Folglich ist die Markteintrittszeit des neu eintretenden Unternehmens nicht kürzer als die Preisreaktionszeit des etablierten Anbieters.

Das Gutachten zur Prüfung der Bestreitbarkeit von Märkten der Betroffenen⁸⁵ ist nicht geeignet potenziellen Wettbewerb nachzuweisen. Die im Gutachten genannten Annahmen werden im

⁸³ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 163.

⁸⁴ Schwalbe/Zimmer, Kartellrecht und Ökonomie (2006) S. 163.

⁸⁵ Von Weizsäcker (2007)

überregionales Fernleitungsnetz nicht erfüllt. In dem Gutachten wird beispielhaft anhand der Betroffenen gezeigt, dass die Theorie der Bestreitbarkeit der Märkte auf das überregionale Fernleitungsnetz anwendbar sei. Das Gutachten blendet die Einspeiseseite aus, obwohl in der Anwendung auf die Betroffene richtigerweise erfasst wird, dass auf Ein- und Ausspeiseseite unterschiedliche Akteure als Transportkunden auftreten.⁸⁶ Aufgrund der überschaubaren Anzahl professionell agierender Transportkunden und deren Möglichkeit Marktneulingen den Markteintritt zu erleichtern sei dies ein Indiz für die Bestreitbarkeit des Leitungsnetzes der Betroffenen. Der Gutachter unterstellt, dass die Transportkunden keine reinen Preisanpasser seien. Genau dies ist hier jedoch der Fall. Transportkunden, die einen Transit oder einen marktgebietsüberschreitenden Transport durchführen, werden Entgeltanpassungen des Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben.

Noch deutlicher wird dies bei einer Betrachtung der nachgelagerten Netzbetreiber, die bei der Betroffenen im Rahmen der internen Bestellung Kapazitäten buchen und den Gesamtbetrag für diese Kapazitätsbuchung an die Betroffene entrichten. Denn für nachgelagerte Netzbetreiber sind Kosten, die durch die Beanspruchung der vorgelagerten Netzebene entstehen, durchlaufende Kostenpositionen. Das Entgelt des überregionalen Fernleitungsnetzbetreibers ist für jeden Transportkunden verbindlich. Bei einer Betrachtung des Preissetzungsverhaltens wird dies noch deutlicher. Die Eigenschaft eines Preisanpassers führt dazu, dass der potenzielle Eintritt eines Marktneulings noch zusätzlich erschwert wird. Denn dadurch fällt ein attraktiver Preis als Grund für den Wechsel des vorgelagerten Netzbetreibers aus. Hinzu kommt, dass versunkene Kosten durch Leitungsneubau und durch den Investitionsaufwand zur Kundengewinnung entstehen. Laut Gutachter ist die Struktur der Marktgegenseite ein wichtiger Bestimmungsfaktor für die Bestreitbarkeit. Dieser Auffassung kann gefolgt werden, da dieser Bestimmungsfaktor die weiteren Faktoren beeinflusst.

Die Annahme, es würden potenzielle Wettbewerber existieren, mag nicht überzeugen. Zwar werden Unternehmen aufgezählt, die überregionale Fernleitungsnetze in Deutschland betreiben, aber die geringe Wahrscheinlichkeit eines Eintritts dieser in die Marktgebiete, an denen die Betroffene beteiligt ist, verringern das Drohpotenzial. Zum Nachweis geringer Marktzutrittskosten in das Netz der Betroffenen werden Beispiele zum Verdichterbau und zum Leitungsneubau aufgeführt. Die Annahme der geringen Marktzutrittskosten lässt die vom Gutachter aufgestellten Bestandteile der versunkenen Kosten außer Acht. Insbesondere setzen sich die versunkenen Kosten aus dem Investitionsaufwand für einen Leitungsneubau und der Kundengewinnung zusammen. Zusätzlich entstehen Kosten, die sich durch die Erfüllung der Anforderungen und Verpflichtungen aus dem EnWG und den Verordnungen ergeben. Gleichzeitig liegt den Beispielen die Annahme zu Grunde, dass ein Verdichterbau und ein Leitungsneubau jederzeit möglich seien. Jedoch sind ein Verdichterbau und ein Leitungsneubau von Netzrestriktionen abhängig. So kann ein Verdichterbau nicht ohne Berücksichtigung vertraglicher Einschränkungen, wie z.B. zugesicherte Druckverhältnisse, erfolgen. Gleiches gilt auch für einen Leitungsneubau, für den die Kapazitätssituation im Netz zu berücksichtigen ist. So müssen auch verfügbare Kapazitäten im Netz insbesondere an Einspeisepunkten existieren. Zu den versunkenen Kosten für Leitungsneubau

⁸⁶ Von Weizsäcker (2007), S. 17.

kann auf die bereits gemachten Ausführungen verwiesen werden. Die Ausführungen zur Amortisationsdauer basieren auf den in der Rechnung vorausgesetzten Zahlenwerten. Im Gegensatz dazu trifft die Betroffene in der Antwort zu Frage IV: 2) des Fragenkatalogs vom 08.03.2006 keine wertmäßige Aussage zu der Amortisationsdauer, sondern verweist auf eine Einzelfallprüfung. Die Argumentation zum Wachstum des Marktes scheint, wie es aus dem angeführten Beispiel zum Aspekt der Rendite von Gastransporten hervorgeht, auf eine integrierte Betrachtung von Netz- und Vertriebsaktivitäten abzustellen. Dieser Betrachtungsweise kann nicht gefolgt werden, da der Netzbetreiber gemäß den Vorgaben des EnWG diskriminierungsfrei und unabhängig von etwaigen Vertriebsaktivitäten agieren muss.

F) Verpflichtungen nach § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV

Nach § 65 Abs. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dem EnWG anordnen. Aufgrund der vorstehenden Ausführungen ist die Beschlusskammer zu dem Ergebnis gekommen, dass die Betroffene den ihr gemäß § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNEV obliegenden Nachweis wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerbs i. S. v. § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV nicht geführt hat. Die Betroffene ist daher verpflichtet eine kostenorientierte Entgeltbildung vorzunehmen. § 23a Abs. 1 EnWG bestimmt diesbezüglich, dass die Entgelte für den Netzzugang nach § 21 EnWG einer Genehmigung bedürfen.

Zur Einhaltung dieser Verpflichtung wird der Betroffenen gemäß § 65 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 3 Satz 4 GasNEV aufgegeben, innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Zustellung dieser Entscheidung bei der Bundesnetzagentur einen Entgeltgenehmigungsantrag gemäß § 23a EnWG zu stellen. Die Frist von zwei Monaten ist ausreichend zur Vorbereitung der Kostenunterlagen, zumal der Betroffenen spätestens seit der Anhörung im Februar 2008 bekannt ist, dass die Beschlusskammer eine entsprechende Verpflichtung vorsieht.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Bekanntgabe der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn (Postanschrift: Postfach 80 01, 53105 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Dr. Frank-Peter Hansen
Vorsitzender

Kim Paulus
Beisitzer

Mario Lamoratta
Beisitzer

Anlage 1

I. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden.

| LfdNr. | NB PunktName | Flussrichtung | NAP/NKP-Status | Vorgl. NB 1 | nachgl. NB 1 | Nachgelagerter Netzbereich1 | AusgspMenge In MWt/a |
|--------|-------------------------------|---------------|---------------------------------------|---|--|--|----------------------|
| 1 | EMSBUEREN RWE (VEW) | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 2 | LEMFOERDE | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 3 | NIENHAGEN | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 4 | UGS DOETLINGEN | Exit | Netzanschlusspunkt - Speicher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Untertagespeicher Döflingen | | |
| 5 | UGS LESUM | Exit | Netzanschlusspunkt - Speicher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | ExxonMobil Gastransport | | |
| 6 | UGS NUETTERMOOR H | Exit | Netzanschlusspunkt - Speicher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Untertagespeicher Nöttermoor | | |
| 7 | UGS NUETTERMOOR L (MOORÄCKER) | Exit | Netzanschlusspunkt - Speicher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Untertagespeicher Nöttermoor | | |
| 8 | BOLLENSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Netzteil Bollensen | |
| 9 | BREMEN NORD | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 10 | BREMEN OST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 11 | BREMEN SUED 1 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 12 | BREMEN SUED 2 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 13 | DANNENBERG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung: Teilnetz Lüchow-Danneberg | |
| 14 | DELMENHORST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 15 | DOHREN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Inselnetze Großbereich HH | |
| 16 | DREYE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | | |
| 17 | EMSBUEREN RWE (TG) | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | RWE Transportnetz Gas GmbH | | |
| 18 | EMSBUEREN-MESSINGEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. | | |
| 19 | GISTENBECK | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | | |
| 20 | GOCKENHOLZ | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. | | |
| 21 | HABIGHORST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | | |
| 22 | HARSEFELD | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Inselnetze Großbereich HH | |
| 23 | HASSEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | regionale Verteilung: Teilnetz Hassel-Hoya | |
| 24 | KIEBITZDEICH - REITBROOK | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund Großbereich HH | |
| 25 | KUESTEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung Küsten | |
| 26 | KW MEPPEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| 27 | LEVERSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund Großbereich HH | |
| 28 | LUECHOW | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung: Teilnetz Lüchow- | |
| 29 | PADERBORN-FISCHTEICHE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Westfalen Weser Netz GmbH | OVN Paderborn/Kernstadt | |
| 30 | ROTENBURG-BÖTERSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Rotenburg (Wümme) GmbH | Netzteil Wingas | |
| 31 | STEINHAGEN - OBERER STEINWEG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Gemeindewerke Steinhagen GmbH | | |
| 32 | SUDERBURG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Netzteil Suderberg | |
| 33 | SW SOLTAU WEISSENKAMP | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Soltau GmbH | | |
| 34 | TORNESCH | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund Großbereich HH | |
| 35 | UELZEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Uelzen GmbH | | |
| 36 | UNTERLUESS E.ON AVACON | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Netzteil Bollensen | |
| 37 | WACHENDORF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. | | |
| 38 | WESTEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung: westen-Hölsen und örtliche Verteilung Westen-Rethen | |
| 39 | WESTEN-HUELSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | örtliche Verteilung: westen-Hölsen und örtliche Verteilung Westen-Rethen | |

Anlage 1 zum Beschluss
BK4-07-107

| | | | | | | |
|----|---|------|--|---|--|--|
| 40 | ZEVEN ABBENDORF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Zeven GmbH | |
| 41 | ZEVEN ASPE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Zeven GmbH | |
| 42 | ZEVEN BRAUEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Zeven GmbH | |
| 43 | ZEVEN NORDMILCH | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Zeven GmbH | |
| 44 | ACHIM H in-pipe | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 45 | ALTENESCH | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | |
| 46 | DROHNE | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 47 | HEERSTEDT | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | |
| 48 | NORDLOHNE | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 49 | QUARNSTEDT in-pipe | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 50 | SCHNEIDERKRUG | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | |
| 51 | AHLTEN 2 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 52 | ALLERBUETTEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 53 | BIELEFELD-BABENHAUSEN-BABH-WITTEBREITE-10 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Bielefeld Netz GmbH | Netzteil I |
| 54 | BIELEFELD-SENNESTADT-SENN (Abzweig) | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Bielefeld Netz GmbH | Netzteil I |
| 55 | BIELEFELD-THEESEN-THEE-UNTERE WENDE-71 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Bielefeld Netz GmbH | Netzteil I |
| 56 | BIELEFELD-VILSENDORF-VL1-SÜDFELD-8 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Bielefeld Netz GmbH | Netzteil I |
| 57 | BIELEFELD-VILSENDORF-VL2-TELGENBRINK-136 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Bielefeld Netz GmbH | Netzteil I |
| 58 | BLUMBERG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG | Teilnetz Berlin |
| 59 | BRAUNSCHWEIG UFERSTRASSE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 60 | DALUM RULL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. | |
| 61 | HANNOVER - PARACELUSWEG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | enercity netzgesellschaft mbH | |
| 62 | SOPHIENTAL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Regionale Verteilung: Teilnetz Salzgitter Nord |
| 63 | STEINITZ | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT und Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | ONTRAS - VNG Gastransport GmbH | |
| 64 | ELLUND | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT, Grenzübergangspunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Energinet.dk | |
| 65 | OUDE STATENZIJL H | Exit | Netzkoppelpunkt - Grenzübergangspunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Gas Transport Services | |
| 66 | BERGEDORF | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | |
| 67 | BUNDER-TIEF | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 68 | EMSBUEREN RG | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 69 | ENGELBOSTEL | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 70 | SCHATTEBURG | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | |
| 71 | UNTERLUESS H | Exit | Netzkoppelpunkt - MÜT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | BEB Transport GmbH & Co. KG | |

II. Liste der Punkte, die in Netzgebieten liegen, die weder über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden noch unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.

| LfdNr. | NB PunktName | Flussrichtung | NAP/NKP-Status | Vorgl. NB 1 | nachgl. NB 1 | Nachgelagerter Netzbereich1 | Ausgespmenge in MWh/a |
|--------|------------------------|---------------|---------------------------------------|---|-------------------|-----------------------------|-----------------------|
| 72 | COLUMBIAN CARBON | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 73 | FALLINGBOSTEL KRAFT | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 74 | INDUSTRIEPARK WALSRODE | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |
| 75 | KIRCHLENGERN | Exit | Netzanschlusspunkt - Letztverbraucher | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Letztverbraucher* | | |

Anlage 1 zum Beschluss
BK4-07-107

| | | | | | | |
|-----|--------------------------------------|------|-----------------|---|--|--|
| 122 | HOLLERN - TWIELENFLETH | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | ÖVN Hollern-Twiefelfleth |
| 123 | HUSUM AVACON | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung Husum |
| 124 | ISERNHAGEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 125 | ITTERBECK | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. | |
| 126 | JUEBEK | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 127 | KOLSHORN LL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | BEB Transport GmbH & Co. KG | |
| 128 | KROPP | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 129 | KRUMMENORT | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 130 | LUEBECK FLUGHAFEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Lübeck Netz GmbH | |
| 131 | LUEBECK STUBBENDORF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Lübeck Netz GmbH | |
| 132 | LUEBECK-GASWERK 2 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Lübeck Netz GmbH | |
| 133 | MIDLUM | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | ÖVN Midlum |
| 134 | MITTELSBUEREN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 135 | NEUMUENSTER | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 136 | NEUSTADT-HAGEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 137 | NEUSTADT-SUTTORF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 138 | NIENBURG ALTER DAMM | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Nienburg/Weser GmbH | |
| 139 | NIENBURG WOELPER STRASSE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Nienburg/Weser GmbH | |
| 140 | NIENBURG-GROSSE DRAKENBURGER STRASSE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Nienburg/Weser GmbH | |
| 141 | NIENBURG-SCHAEFERHOF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Nienburg/Weser GmbH | |
| 142 | OTTERSBERG-Wuermnigen | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 143 | PEINE OST / INDUSTRIE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Peine GmbH | |
| 144 | PEINE STAHLWERKE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 145 | PEINE WEST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Peine GmbH | |
| 146 | QUARNSTEOT | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 147 | REININGEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | |
| 148 | REITMER | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | örtliche Verteilung Reitmer |
| 149 | ROHRSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 150 | ROTENBURG-LUHNE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Rotenburg (Wümme) GmbH | Netzteil BEB |
| 151 | SARKWITZ | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | ZVO Energie GmbH | |
| 152 | SCHERENBOSTEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 153 | SCHNELLENBERG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Regionale Verteilung Teilnetz Lüneburg |
| 154 | SCHNEVERDINGEN - SÜDRING | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Schneverdingen GmbH | |
| 155 | SCHUBY | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 156 | SCHUEMERS MUEHLE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | |
| 157 | SIEBENBAEUMEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | VSG-Netz GmbH i.Gr. | Netzteil Siebenbäumener Ring |
| 158 | SITTENSEN EWE SITTENSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | ÖVN Sittensen |
| 159 | SITTENSEN MOLKEREI | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | EWE NETZ GmbH | ÖVN Sittensen |
| 160 | STADE-AGATHENBURG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Stade GmbH | |
| 161 | STADE-BRUNNENWEG | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Stade GmbH | |
| 162 | STADE-HAGEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Stade GmbH | |
| 163 | STADE-SCHNEE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadtwerke Stade GmbH | |

Anlage 1 zum Beschluss
BK4-07-107

| | | | | | | |
|-----|------------------------|------|-----------------|---|----------------------------------|--|
| 164 | STEDDORF | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Netzteil Steddorf |
| 165 | STEINWEDEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Regionale Verteilung: Teilnetz Steinwedel- Burgdorf / Lehrte |
| 166 | STEMWEDE-LEVERN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | RWE Westfalen- Weser-Ems | |
| 167 | TARP-EGGEBEK | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 168 | TEUTONIA | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 169 | UETERSEN BASSHORN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 170 | UETERSEN- GR.TWIETE | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Netzverbund SH |
| 171 | VERDEN 1 (Abzweig) | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 172 | VERDEN 2 | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Gastransport AG & Co. KG | |
| 173 | VIERHOEFEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | Regionale Verteilung: Teilnetz Lüneburg |
| 174 | WALSRODE OST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Böhmatal GmbH | |
| 175 | WALSRODE WEST | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | Stadwerke Böhmatal GmbH | |
| 176 | WATENBUETTEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 177 | WENDENBORSTEL | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Avacon Netz GmbH | |
| 178 | WINSEN | Exit | Netzkoppelpunkt | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | E.ON Hanse Netz GmbH | Inselnetze Großbereich HH |

Anlage 2 A): Liste der relevanten Märkte und der dazugehörigen Netzkoppelpunkte

"H-Gas Norddeutschland"

Ausspeiseseite

Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Netzen:

| Identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|---|----------------------------|---|------------------------------|--------------------|
| E.ON Hanse Netz GmbH/ Netzverbund SH | HANDEWITT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | HETLINGEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | QUARNSTEDT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | SCHUBY | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | HEIST | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | BOKHOLT-HANREDDER | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | JUEBEK | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | NEUMJENSTER | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | KROPP | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | KRUMMENORT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | TARP-EGGEBEK | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | UETERSEN BASSHORN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | UETERSEN-GR.TWIETE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | Quarnstedt | DONG Energy Pipelines GmbH | | |
| Schuby | DONG Energy Pipelines GmbH | | | |

Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten:

| Identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|-----------------------|----------------------|---|------------------------------|--------------------|
| Ontras | STEINITZ Steinitz | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH Statoll/Hydro Deutschland GmbH | | |

*Dieser Punkt gehört zu einer Ausspeisezone, innerhalb einer Ausspeisezone geht die maximal technische und die gebuchte Kapazität der jeweiligen Punkte immer nur einmal in die

**Dieser Punkt ist aufgrund einer maximal technischen Kapazität von 0 kWh/h (bei zumindest einem der betroffenen Netzbetreiber) nicht in der Kennzifferanalyse berücksichtigt worden.

"L-Gas Norddeutschland"

Ausspeiseseite: keine

"H-Gas Norddeutschland"

Einsspeiseseite

Einsspeisungen aus anderen Marktgebieten:

| Identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|-----------------------|--------------------|---|------------------------------|--------------------|
| EGT H-Gas Nord | BUNDER-TIEF | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BOERNICKE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | WARDENBURG RG | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | QUARNSTEDT in-pipe | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH** | | |
| | Etzel | Hydro Energie Deutschland GmbH | | |

Einsspeisungen aus Nachbarstaaten:

| Identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|-----------------------|------------------|---|------------------------------|--------------------|
| Norwegen | Dornum | Statoll/Hydro Deutschland GmbH | | |
| | EMDEN - NPT | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | EMDEN - EPT1 | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| Dänemark | Ellund | DONG Energy Pipelines GmbH | | |
| | ELLUND | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |

*Dieser Punkt gehört zu einer Ausspeisezone, innerhalb einer Ausspeisezone geht die maximal technische und die gebuchte Kapazität der jeweiligen Punkte immer nur einmal in die

**Dieser Punkt ist aufgrund einer maximal technischen Kapazität von 0 kWh/h (bei zumindest einem der betroffenen Netzbetreiber) nicht in der Kennzifferanalyse berücksichtigt worden.

"L-Gas Norddeutschland"

Einsspeiseseite: keine

Anlage 2 B): Liste der relevanten Märkte und der dazugehörigen Netzkoppelpunkte

Betrachtung der angedachten Zusammenlegung des Marktgebietes "L-Gas Norddeutschland" mit den Marktgebieten der EWE Netz GmbH und der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG

Ausspelseite

Ausspelseitepunkte zu nachgelagerten Netzen:

| identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|-------------------------------|--|---|---|--------------------|
| E.ON Avacon Netz GmbH | BOMLITZ | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BRAUNSCHWEIG HKW NORD | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BUCHLER | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | GROSSBURGWEDEL 1 | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | PEINE STAHLWERKE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | ROHRSEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | WATENBUETTEL | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | WENDENBORSTEL | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | ALLERBUETTEL | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BRAUNSCHWEIG UFERSTRASSE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | Bohnhorst | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| | Clauen | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| | Lichtenberg | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| | E.ON Avacon Netz/Regionale Verteilung: Teilnetz Salzgitter Nord | Hallendorf SOPHIENTAL | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | |
| E.ON Gastransport AG & Co. KG | DOERVERDEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | ETELSEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | HAEMELHAUSEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | HEILSHORN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | ISERNHAGEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | NEUSTADT-SUTTORF | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | NEUSTADT-HAGEN | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | OTTERSBERG-Wuemmingen | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | SCHERENBOSTEL | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | VERDEN 1 (Abzweig) | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | VERDEN 2 | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BREMEN NORD | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BREMEN OST | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BREMEN SUED 1 | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | BREMEN SUED 2 | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | DELMENHORST | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | DREYE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | Auhagen | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| | Bokeloh | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |
| Lemmie | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | | |
| Pattensen | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | | |
| Petershagen II | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | | |
| Wallenhorst | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | | |

Ausspelseitepunkte zu anderen Marktgebieten:

| identifizierter Markt | Name des Punktes | Netzbetreiber | Maximal technische Kapazität | Gebuchte Kapazität |
|-----------------------|------------------|--|------------------------------|--------------------|
| EGT L-Gas Nord | EMSBUEREN RG | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | ENGELBOSTEL | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH | | |
| | DROHNE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH*** | | |
| | NORDLOHNE | Gasunie Deutschland Transport Services GmbH*** | | |
| | Ahten | Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG | | |

*Dieser Punkt gehört zu einer Ausspelsezone. Innerhalb einer Ausspelsezone geht die maximal technische und die gebuchte Kapazität der jeweiligen Punkte immer nur einmal in die Berechnung der Kennziffern ein.

**Dieser Punkt ist aufgrund einer maximal technischen Kapazität von 0 kWh/h (bei zumindest einem der betroffenen Netzbetreiber) nicht in der Kennzifferanalyse berücksichtigt worden.

*** Gemeinsam mit den von Exxon übernommenen Kapazitäten

Einspelseite: keine relevanten Märkte