

DE

Dieser Text dient ausschließlich Informationszwecken.
Eine Zusammenfassung dieser Entscheidung wird in sämtlichen Amtssprachen der Gemeinschaft im
Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht..

Sache Nr.
COMP/M.4180 – Gaz de
France/Suez

Nur der französische Text ist verbindlich.

VERORDNUNG (EG) Nr . 139/2004
FUSIONSKONTROLLVERORDNUNG

Artikel 8 Absatz 2
14.11.2006



KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 14.XI.2006

C(2006) 5419 endg.

ÖFFENTLICHE VERSION

ENTSCHEIDUNG DER KOMMISSION

vom 14.11.2006

über die Vereinbarkeit eines Zusammenschlusses mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen

(Sache Nr. COMP/M.4180 Gaz de France/Suez)

**Entscheidung der Kommission
vom 14.XI.2006**

**über die Vereinbarkeit eines Zusammenschlusses mit dem Gemeinsamen Markt
und dem EWR-Abkommen**

(Sache Nr. COMP/M.4180 Gaz de France/Suez)

(Nur der französische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN,

gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf Artikel 57,

gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen¹, insbesondere auf Artikel 8 Absatz 2,

angesichts der Entscheidung der Kommission vom 19. Juni 2006, in dieser Sache das Verfahren einzuleiten,

nachdem den beteiligten Unternehmen Gelegenheit gegeben wurde, sich zu den Beschwerdepunkten der Kommission zu äußern,

nach Anhörung des Beratenden Ausschusses für Unternehmenszusammenschlüsse²,

in Kenntnis des Abschlussberichts des Anhörungsbeauftragten in dieser Sache³,

in Erwägung nachstehender Gründe:

¹ ABl. L 24 vom 29.01.2004, S. 1.

² ABl. C ...,...200., S. ...

³ ABl. C ...,...200., S. ...

1. Am 10. Mai 2006 ist die Anmeldung eines Zusammenschlussvorhabens gemäß Artikel 4 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 (im Folgenden „Fusionskontrollverordnung“) bei der Kommission eingegangen. Danach ist beabsichtigt, dass die Gruppe Gaz de France („GDF“, Frankreich) im Sinne von Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a) dieser Verordnung des Rates im Wege des Aktientausches mit der Suez-Gruppe („Suez“, Frankreich) fusioniert.
2. Nach einer ersten Prüfung der Anmeldung kam die Kommission zu dem Schluss, dass das angemeldete Vorhaben in den Anwendungsbereich der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 fällt und Anlass zu ernsthaften Bedenken hinsichtlich seiner Vereinbarkeit mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen gibt.

I. DIE BETEILIGTEN

3. GDF ist ein Energiekonzern, der auf allen Ebenen der Erdgasversorgungskette und der damit verbundenen Energiedienstleistungen tätig ist und die Exploration, die Förderung, die Fernleitung, die Speicherung, die Verteilung und den Verkauf von Erdgas vorwiegend in Frankreich, aber auch in Belgien, Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Luxemburg, Ungarn und Spanien betreibt. In Belgien übt Gaz de France mit Centrica die gemeinsame Kontrolle über SPE aus⁴, die auf den belgischen Elektrizitäts- und Erdgasmärkten und im Bereich der Energiedienstleistungen tätig ist.
4. GDF, vormals eine öffentliche Anstalt gewerblichen Charakters, wurde durch ein am 9. August 2004 verabschiedetes Gesetz in eine Aktiengesellschaft umgewandelt. Gaz de France SA untersteht so der alleinigen Kontrolle des französischen Staates.
5. Die Suez-Gruppe ist in der Industrie und im Bereich der öffentlichen Dienstleistungen tätig. Die Organisation der Gruppe gliedert sich in vier Arbeitsgebiete in den beiden Tätigkeitsfeldern Energie und Umwelt.
6. Die größten Einheiten von Suez sind Electrabel (Elektrizität und Erdgas), Distrigaz (Erdgas) und Fluxys (Erdgasfernleitung und -speicherung) im Bereich Energie sowie Elyo (seit Januar 2006 Suez Energie Services), Fabricom, GTI, Axima und Tractebel Engineering im Sektor der Energiedienstleistungen. Nach Angaben der Parteien hält Suez Energie Europe eine Minderheitsbeteiligung von 27,5 % an Elia, dem Betreiber des belgischen Stromübertragungsnetzes.

II. DER ZUSAMMENSCHLUSS

7. Durch das angemeldete Zusammenschlussvorhaben wird Suez in GDF aufgehen und keine eigene Rechtspersönlichkeit mehr besitzen. Der Vollzug des Zusammenschlusses muss von den Außerordentlichen Hauptversammlungen beider Gruppen mit qualifizierter Mehrheit genehmigt werden und bedingt daher kein öffentliches Angebot für die Anteile von Suez. Die Verwaltungsräte der beiden Gruppen haben das Fusionsvorhaben bereits genehmigt (am 25. Februar 2006 für Suez und am 26. Februar 2006 für GDF). Die Fusion wird durch Aktientausch im Verhältnis eins zu eins erfolgen.

⁴ GDF und Centrica besitzen jeweils 50 % einer Holding, die im Jahr 2005 51 % an SPE erworben hat. Sie üben gemeinsam die Kontrolle über SPE aus. Die Voreigentümer von SPE, ALG und Publilum, halten über eine andere Holding 49 % von SPE, üben jedoch keine Kontrolle aus. Siehe Sache M.3883 GDF/Centrica/SPE.

8. Im Übrigen erfordert die Durchführung des Vorhabens eine Änderung des Gesetzes vom 9. August 2004 durch das französische Parlament, um die Beteiligung des französischen Staates am Kapital von GDF auf weniger als 50 % herabzusetzen.⁵

III. DER UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLUSS

9. Infolgedessen weist das angemeldete Vorhaben alle Merkmale eines Zusammenschlusses nach Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a) der Fusionskontrollverordnung auf.

IV. GEMEINSCHAFTSWEITE BEDEUTUNG

10. Alle am Zusammenschluss beteiligten Unternehmen erzielen zusammen einen weltweiten Gesamtumsatz von mehr als 5 Mrd. Euro⁶ (weltweiter Gesamtumsatz 63 843 Mio. Euro). Jedes der Unternehmen erzielt einen gemeinschaftsweiten Gesamtumsatz von mehr als 250 Mio. Euro (GDF [...] * Mio. Euro und Suez [...] * Mio. Euro), ohne dabei mehr als zwei Drittel des jeweiligen gemeinschaftsweiten Umsatzes in ein und demselben Mitgliedstaat zu erzielen. Demnach hat der angemeldete Zusammenschluss gemeinschaftsweite Bedeutung.

V. VERFAHREN

11. Nach Prüfung der Anmeldung gelangte die Kommission zu dem Schluss, dass das angemeldete Vorhaben in den Anwendungsbereich der Fusionskontrollverordnung fällt und Anlass zu ernsthaften Bedenken hinsichtlich seiner Vereinbarkeit mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen gibt. Daher hat sie mit Entscheidung vom 19. Juni 2006 das Verfahren nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Fusionskontrollverordnung eingeleitet.
12. Am 7. Juli 2006 haben die Parteien ihre schriftlichen Bemerkungen zu dieser Entscheidung vorgelegt.
13. Am 18. August 2006 übermittelte die Kommission den Parteien die Mitteilung der Beschwerdepunkte; die Parteien beantworteten diese am 1. September 2006. Am 18. August 2006 erhielten die Parteien Zugang zur Akte, die am 21. August ergänzt wurde. Sie verzichteten auf die förmliche mündliche Anhörung gemäß Artikel 14 der Verordnung (EG) Nr. 802/2004 der Kommission^{6bis}. Die Kommission gewährte den Parteien wiederholt Zugang zur Akte (am 9. Oktober 2006 und am 20. Oktober 2006), so dass sie die Möglichkeit hatten, sich gemäß Artikel 18 Absatz 1 der Fusionskontrollverordnung zu den erhobenen Einwänden zu äußern.

⁵ Die Beteiligung des französischen Staates an der neuen Gruppe wird 34 % betragen; der andere bedeutende Aktionär ist mit 4,1 % die Gruppe Bruxelles Lambert.

⁶ Umsatz berechnet gemäß Artikel 5 Absatz 1 der Verordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen und der Mitteilung der Kommission über die Berechnung des Umsatzes (ABl. C 66 vom 2.3.1998, S. 25).

* Teile dieses Textes wurden ausgelassen, um zu gewährleisten, daß keine vertraulichen Informationen bekanntgegeben werden; diese Teile sind durch eckige Klammern und ein Sternchen gekennzeichnet.

^{6bis} Verordnung (EG) Nr. 802/2004 der Kommission vom 7. April 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 133 vom 30.4.2004, S. 1).

14. Am 20. September 2006 legten die Parteien die weiter unten beschriebenen Verpflichtungszusagen vor. Am 22. September 2006 leitete die Kommission einen Markttest ein, um die vorgeschlagenen Verpflichtungszusagen besser bewerten zu können. Die Kommission wertete die von Kunden, Wettbewerbern, Lieferanten und den belgischen und französischen Regulierern eingegangenen Antworten sorgfältig aus. Am 29. September 2006 unterrichtete die Kommission die Parteien über das Ergebnis des Markttests und übermittelte ihnen nicht vertrauliche Fassungen von 39 Antworten. Zwischen dem 2. und 4. Oktober 2006 übermittelte 9 weitere, zwischenzeitlich eingegangene Antworten in der nicht vertraulichen Fassung. Auf einer Sitzung am 4. Oktober 2006 erläuterte die Kommission den Parteien die Ergebnisse des Markttests ausführlicher.
15. Am 10. Oktober 2006 wurden die Fristen mit einer Entscheidung der Kommission gemäß Artikel 10 Absatz 3 Unterabsatz 2 der Fusionskontrollverordnung mit Zustimmung der Parteien um fünf Werktage verlängert.
16. Am 13. Oktober 2006 legten die Parteien neue Verpflichtungszusagen vor, die weiter unten ausführlich beschrieben werden. Am 6. November 2006 legten die Parteien die Verpflichtungszusagen vom 13. Oktober um Anhänge ergänzt in endgültiger Fassung vor. Diese Verpflichtungszusagen sind dieser Entscheidung als Anhang beigefügt; sie sind fester Bestandteil dieser Entscheidung.
17. Am 25. Oktober 2006 trat der Beratende Ausschuss für Unternehmenszusammenschlüsse zusammen und gab seine Stellungnahme zum Entwurf dieser Entscheidung ab.

VI. WETTBEWERBLICHE WÜRDIGUNG

18. Von diesem Vorhaben sind hauptsächlich die Sektoren Erdgas und Elektrizität in Belgien sowie Erdgas und Fernwärmenetze in Frankreich betroffen.

A. Erdgas

A.1 Europäischer Rechtsrahmen

19. Der Erdgasbinnenmarkt wird durch die Richtlinie 2003/55/EG des Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG („Gasrichtlinie“)⁷ zur Aufstellung gemeinsamer Vorschriften für die Erdgasspeicherung, -fernleitung, -verteilung und -versorgung geregelt. Als zugelassene Kunden werden alle Nichthaushaltskunden (spätestens ab 1. Juli 2004) bzw. alle Kunden (ab 1. Juli 2007) bezeichnet. Die Gasrichtlinie schreibt auch einen geregelten Zugang zu Fernleitungs- und Verteilungsinfrastrukturen und zu Flüssigerdgasanlagen (LNG-Anlagen) vor. Bei der Speicherung können die Mitgliedstaaten hingegen zwischen einem geregelten Zugang und einem verhandelbaren Zugang wählen. Integrierte Erdgasunternehmen müssen getrennte Konten für ihre Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Speicherung und LNG führen. Die Gasrichtlinie schreibt auch die Entflechtung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber vor. Gehört dieser zu einem vertikal integrierten Unternehmen, muss er hinsichtlich

⁷ ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 57.

seiner Organisation und Entscheidungsgewalt rechtlich unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung und Verteilung zusammenhängen.

20. Weiterhin legt die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen⁸, die am 1. Juli 2006 in Kraft getreten ist, zusätzliche technische Regeln im Hinblick auf die Dienstleistungen für den Netzzugang Dritter, die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen, die Engpassmanagementverfahren und die Transparenzanforderungen fest.

A.2 Belgien

A.2.1 Nationale Rahmenbedingungen

21. Belgien deckt seinen gesamten Erdgasverbrauch durch Einfuhren, entweder über Gaspipelines oder in Form von LNG. Die Erdgasversorgung Belgiens wird hauptsächlich durch die Niederlande (38 %), Norwegen (40 %), Algerien (15 %) und den Spotmarkt Zeebrugge (7 %) gesichert. Ab 2007 werden rund 15 % des belgischen Erdgasverbrauchs aus Katar kommen und das Erdgas aus Algerien ersetzen. Im Übrigen ist Belgien ein Erdgastransitland: Die langfristig gebuchte Transitkapazität beträgt etwa 48 Mrd. m³/Jahr.
22. Der Erdgasverbrauch ist im Jahr 2005 gegenüber dem Vorjahreswert von 187 330 TWh leicht (um +1,4 %) auf 189 853 TWh gestiegen. Dieser Anstieg ist in erster Linie auf den um 5,6 % gestiegenen Verbrauch zur Stromerzeugung zurückzuführen. Die Prognosen der CREG rechnen für die nächsten Jahre mit einer mittleren jährlichen Zuwachsrate von 2,92 %.
23. In Belgien werden zwei Gasarten geliefert, und zwar das niederkalorische L-Gas (Brennwert 9,769 kWh/Nm³) und das hochkalorische H-Gas (Brennwert 11,630 kWh/Nm³).

Liberalisierung und Regulierung

24. Die an das Erdgasfernleitungsnetz angeschlossenen Endkunden sind seit dem 1. Juli 2004 zugelassen. In der Region Flandern ist der Markt seit 1. Juli 2003 vollständig geöffnet. In der Region Wallonien sind Endkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 0,12 GWh Gas pro Jahr und Standort sowie gewerbliche Abnehmer, die dies beantragen, seit dem 1. Juli 2004 zugelassen. In der Region Brüssel-Hauptstadt sind seit 1. Juli 2004 gewerbliche Kunden zugelassen. Haushaltskunden werden ab 1. Januar 2007 in Wallonien und Brüssel zugelassen sein. Zum Zeitpunkt dieser Entscheidung sind fast 90 % des belgischen Erdgasmarktes geöffnet.
25. Die bundesstaatliche Regulierungsinstanz, die Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), sowie drei regionale Regulierungsinstanzen, Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG, flämischer Regulierer), Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement/Brussels Instituut voor Milieubeheer (IBGE-BIM, Regulierer der Region Brüssel) und Commission wallonne pour l'Energie (CWAPE, wallonischer Regulierer) sind für die Überwachung der

⁸ ABl. L 289 vom 3.11.2005, S. 1.

ordnungsgemäßen Umsetzung der Marktregulierung auf bundesstaatlicher und regionaler Ebene zuständig.

26. Die Erdgasrichtlinien wurden auf bundesstaatlicher und regionaler Ebene umgesetzt. Die bundesstaatliche Behörde hat die Richtlinien mit dem Gesetz vom 16. Juli 2001 zur Änderung des Gesetzes vom 12. April 1965 über den Transport gasförmiger und anderer Stoffe durch Rohrleitungen und zur Bestätigung des Königlichen Erlasses vom 18. Januar 2001 über das vorläufige System zur Deckung der Betriebskosten der Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) („Gasgesetz“) umgesetzt. Die regionalen Behörden haben die Richtlinien mit folgenden Regelungen umgesetzt: Region Flandern: Dekret vom 6. Juli 2001 über die Organisation des Gasmarktes („flämisches Gasdekret“), Region Wallonien: Dekret vom 19. Dezember 2002 über die Organisation des regionalen Gasmarktes („wallonisches Gasdekret“), Region Brüssel-Hauptstadt: Verordnung vom 1. April 2004 über die Organisation des Gasmarktes („Brüsseler Gasverordnung“).⁹
27. Die Tätigkeiten des Inlandstransports (Fernleitung) und der Speicherung von Fluxys werden im Hinblick auf den Zugang Dritter (TPA) und auf die Preise reguliert. Sie unterliegen dem Gesetz und dem Verhaltenskodex. Der belgische Staatsrat hat allerdings die Aussetzung des Verhaltenskodex, soweit er die Transitaktivitäten betrifft, angeordnet.¹⁰ Der im Hinblick auf den Transit ausgesetzte Verhaltenskodex ist durch keinen anderen Erlass mit Durchführungsbestimmungen zum Gasgesetz ersetzt worden. Infolgedessen ist der CREG kein Dokument über den Zugang Dritter zu den Transitzapazitäten zur Genehmigung vorgelegt worden.¹¹ Die Verordnung 2005/1775/EG gilt erst seit 1. Juli 2006 für die Transitaktivitäten. Diese Verordnung schließt jedoch die Lücken, die durch das Urteil des Staatsrates bei der Anwendung der TPA-Vorschriften beim Transit entstanden sind, nicht vollständig.

A.2.2 Infrastrukturen

28. Nach Artikel 8 Absatz 1 des belgischen Gasgesetzes wird der Betrieb der Netze ausschließlich: i) dem Betreiber des Erdgasfernleitungsnetzes (FNB); ii) dem Betreiber der Erdgasspeicheranlage und iii) dem Betreiber der LNG-Anlage übertragen. Damit hat das Gasgesetz ein gesetzliches Monopol für den Betrieb dieser drei Gasanlagenarten geschaffen.

A.2.2.1 Fernleitung/Transit

29. Belgien hat sich für einen monopolistischen Betrieb des inländischen Hochdruck-Fernleitungsnetzes entschieden. Seit 23. März 2006 ist Fluxys (eine Tochtergesellschaft

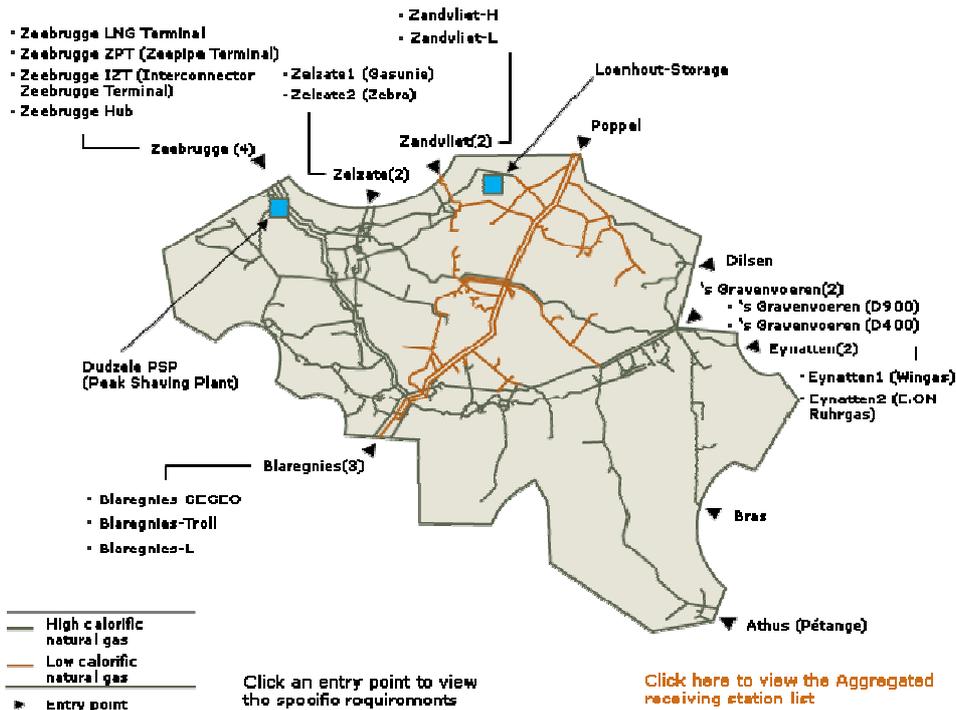
⁹ Im Übrigen hat die Kommission wegen nicht ordnungsgemäßer Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EG ein Aufforderungsschreiben an Belgien gesandt. In dieser Aufforderung vertritt die Kommission insbesondere die Ansicht, dass Belgien die Bestimmungen der Richtlinie über die endgültige Benennung eines Netzbetreibers, den Netzzugang Dritter und die Ausnahmeregelung für größere neue Erdgasanlagen verletzt hat. Siehe auch IP/06/430 vom 4.4.2006 „Kommission geht gegen Mitgliedstaaten vor, die ihre Energiemärkte nicht ordnungsgemäß geöffnet haben“.

¹⁰ Urteil Nr. 126.817 vom 5.1.2004 (Distrigaz und Distrigaz & Co./belgischer Staat).

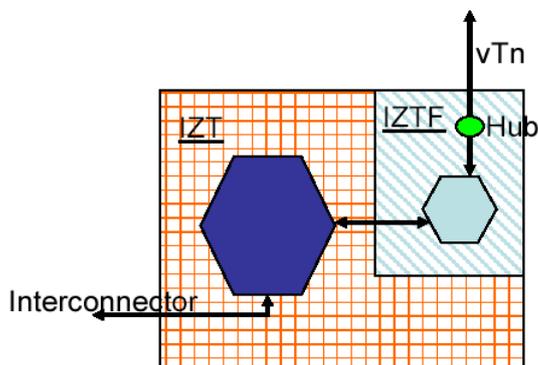
¹¹ Antwort der CREG vom 14.7.2006 (Nr. 13256) auf Frage 10 des Fragebogens vom 6.7.2006.

von Suez) infolge des Gasgesetzes übergangsweise Fernleitungsnetzbetreiber. In Rahmen dieser Aufgaben gewährleistet Fluxys den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des Fernleitungsnetzes.

30. Auf dem belgischen Markt bestehen zwei Erdgasnetze nebeneinander: ein H-Gas-Netz (Nennbrennwert 11,63 kWh/m³(n)) und ein L-Gas-Netz (Nennbrennwert 9,769 kWh/m³(n)). Diese beiden Netze sind über zwei Konditionierungsanlagen in Lillo und Loenhout zum Verbund zusammengeschaltet. Das L-Gas-Netz wird von den Niederlanden aus versorgt (Einspeisepunkte Zandvliet und Poppel), und der L-Gas-Versorgungsbereich wird von einer doppelten Transitpipeline (die „Dorsales“) durchquert, die die Niederlande mit Frankreich verbindet. L-Gas kann aus technischen Gründen nicht durch das H-Gas-Netz geleitet werden; das Gleiche gilt umgekehrt. Es ist jedoch möglich, H-Gas in L-Gas umzuwandeln, um es in das L-Gas-Fernleitungsnetz einspeisen zu können. Fluxys besitzt zwei Anlagen zur Umwandlung von H-Gas in L-Gas.
31. Das H-Gas-Netz ist bis auf die Region Brüssel-Hauptstadt flächendeckend ausgebaut. Das L-Gas-Netz konzentriert sich auf Brüssel und die Provinzen Antwerpen, Limburg, Flämisch-Brabant, Wallonisch-Brabant und Hainaut. In den belgischen Provinzen Westflandern, Ostflandern und Luxemburg gibt es kein L-Gas-Fernleitungsnetz.
32. Das H-Gas-Netz wird vom Vereinigten Königreich, den Niederlanden, Deutschland, Frankreich und dem LNG-Terminal Zeebrugge aus versorgt und verfügt auch über zwei Verbindungen nach Luxemburg (nur Ausspeisepunkte aus dem belgischen Netz). Die H-Gas-Transitachsen sind SEGEO (s’Gravenvoeren-Blaregnies, kombinierte Fernleitungs-/Transitpipeline), Troll (Zeebrugge-Blaregnies/Quévy, reine Transitpipeline), vTn/rTr (Eynatten/Zeebrugge/Zelzate, kombinierte Fernleitungs-/Transitpipeline). Mit dem H-Gas-Netz sind zwei Erdgasspeicheranlagen verbunden: die LNG-Speicheranlage in Dudzele und der Porenspeicher in Loenhout.
33. Die folgende Netzkarte zeigt die Architektur des belgischen Erdgastransit- und -fernleitungsnetzes:



34. Der Hub von Zeebrugge befindet sich physisch im IZTF-Terminal (Interconnector Zeebrugge Terminal Fluxys) hinter der Zählstation dieses Terminals, in Fließrichtung vom Interconnector nach Belgien gesehen, wie die folgende Grafik zeigt:



35. Ursprünglich war der Hub für Transaktionen mit britischem Gas zum Kontinent (im „forward flow“) oder mit kontinentalem Gas nach Großbritannien (im „reverse flow“) geplant; das Gas wurde über eine Unterseepipeline, den Interconnector, transportiert. Verbunden ist der Hub über die Pipelines rTr/vTn auch mit dem LNG-Terminal von Fluxys zur Einfuhr von (LNG) per Schiff und mit dem Terminal der Zeepipe, die die norwegischen Gasfelder, insbesondere die von Troll, mit Zeebrugge verbindet. Das Zeepipe-Terminal ist über eine große Transitleitung namens Troll mit der französischen Grenze (Quévy) verbunden.
36. Das belgische Erdgasnetz wird sowohl für den internationalen Transit als auch für den Binnentransport genutzt. Es handelt sich um ein integriertes Netz, bei dem die für den

Erdgastransit eingesetzten Leitungen auch zur Fernleitung genutzt werden. Einige Leitungen werden jedoch hauptsächlich für den Erdgastransit genutzt.

37. Was die Erdgasfernleitung im Inland anbelangt, so ist Fluxys Eigentümer des Fernleitungsnetzes, verkauft Transportkapazität und gewährleistet den operativen Betrieb des Netzes.
38. Beim Erdgastransit sind die Verhältnisse je nach Pipeline unterschiedlich:
 - Die Pipeline vTn/rTr (Zeebrugge/Zelzate/Eynatten) und die Pipeline Troll (Zeebrugge/Blaregnies) gehören der WIG Finpipe, an der DISTRIGAZ 63,3 % hält. Die gesamte Kapazität wurde der Tochtergesellschaft SCA DISTRIGAZ & Co. („DISTRIGAZ & Co.“) übertragen und wird von dieser vermarktet; für den operativen Betrieb ist Fluxys zuständig.
 - Die Pipeline SEGEO (s’Gravenvoeren /Blaregnies) gehört der SA Segeo („Segeo“), an der Fluxys und GDF 75 % bzw. 25 % halten; die Kapazität wird der BV Etac bereitgestellt, an der DISTRIGAZ und GDF 75 % bzw. 25 % halten. Für den Kapazitätsverkauf ist Segeo verantwortlich, während Fluxys den operativen Betrieb gewährleistet.
 - Die Pipelines Poppel/Blaregnies („Dorsales“), die für den Transit und die Fernleitung von L-Gas genutzt werden, gehören Fluxys. Fluxys ist sowohl für den Betrieb als auch für den Kapazitätsverkauf verantwortlich.
39. In Belgien gibt es 18 Einspeisepunkte (die zum Fernleitungs-/Transitnetz gehören), davon 15 für H-Gas und 3 für L-Gas. Diese Einspeisepunkte sind Bestandteil der Transitpipelines, an denen sie liegen, und gehören somit den jeweiligen Eigentümern dieser Transitpipelines.

A.2.2.2 Speicher

40. Untergrundspeicher werden verwendet, um die über das Jahr relativ gleichmäßige Versorgung an den unregelmäßigen und unter dem Strich auf die Wintermonate konzentrierten Verbrauch der Endabnehmer anzupassen. Speicher dienen somit in erster Linie dazu, das Gas im Sommer ein- und im Winter auszulagern und ermöglichen es, die Nachfrage an sehr kalten Tagen zu befriedigen. Darüber hinaus können Speicher auch kurzzeitige Ungleichgewichte zwischen Ein- und Ausspeisungen (z. B. an Wochenenden) ausgleichen. Sie stellen somit einen wesentlichen Faktor der Versorgungssicherheit und Flexibilität dar, die alle Lieferanten gewährleisten müssen. Speicher sind daher wesentliche Infrastrukturen für das reibungslose Funktionieren des Erdgasmarktes.
41. In Belgien gibt es nur einen einzigen Untergrundspeicher in Loenhout mit einer Kapazität von 580 Mio. m³(n) („working volume“).¹² Der Betrieb der Speicheranlagen wird einem Betreiber übertragen, der eine unabhängige juristische Person sein muss. Seit 23. März 2006 ist Fluxys infolge des Gasgesetzes übergangsweise Betreiber der Untergrundspeicheranlagen in Loenhout und der Peak Shaving Facility in Zeebrugge

¹² http://www.fluxys.be/Index_Storage.htm.

(Dudzele). Diese Anlage fällt ebenfalls unter die in Artikel 1 des Gasgesetzes definierten „Erdgasspeicheranlagen“. Die Tätigkeiten der Zwischenspeicherung des LNG-Terminals Zeebrugge, das aus drei LNG-Speichertanks mit einer Nennkapazität von jeweils 87 000 m³ LNG besteht, die Fluxys LNG, einer Tochtergesellschaft von Fluxys, gehören, fallen dagegen unter die in Artikel 1 des Gasgesetzes definierte Kategorie „LNG-Anlage“.

42. Derzeit gibt es in Belgien keine Anlagen zum Speichern von L-Gas. Die einzige Speicheranlage für Gas im gasförmigen Zustand in Loenhout wird derzeit zum Speichern von H-Gas genutzt.¹³ Die LNG-Speicheranlage in Zeebrugge (Dudzele) verfügt über eine Kapazität von 55 Mio. m³(n) und ist direkt an das H-Gas-Fernleitungsnetz angeschlossen, in welches das LNG nach der Regasifizierung eingespeist wird¹⁴.

A.2.2.3 LNG-Terminal

43. Ein LNG-Terminal ist eine Hafenanlage, die das Anlanden von LNG mit Flüssiggastankern, die vorübergehende Speicherung und die Regasifizierung (Verdampfung) und Einspeisung in das angrenzende Fernleitungsnetz ermöglicht.
44. Das LNG-Terminal von Zeebrugge ist das einzige LNG-Terminal auf belgischem Hoheitsgebiet. Fluxys LNG, eine Tochtergesellschaft von Fluxys (die wiederum Betreiber der Fernleitungsnetze und Speicheranlagen in Belgien ist), ist Eigentümer dieses Terminals und besitzt ein gesetzliches Monopol für seinen Betrieb. Der Anmeldung zufolge beträgt die jährliche Kapazität des LNG-Terminals von Zeebrugge 4,5 Mrd. m³(n) pro Jahr; ab 1. April 2007 wird sie 9 Mrd. m³(n) betragen.¹⁵

A.2.2.4 Erdgasverteilung

45. Die Erdgasverteilung betrifft den Transport von Erdgas vom Fernleitungsnetz aus in einem Niederdruck-Verteilernetz. Diese Tätigkeit fällt in die Zuständigkeit der kommunalen Zweckverbände („Intercommunales“), die das alleinige Recht hierzu besitzen.
46. Früher gewährleisteten die für die Verteilung zuständigen kommunalen Zweckverbände in Belgien den Betrieb der Niederdruck-Erdgasverteilternetze und die Versorgung mit Elektrizität/Erdgas über diese Netze.
47. Unter den kommunalen Zweckverbänden werden zum einen die reinen Zweckverbände (deren Mitglieder ausschließlich Kommunen sind) und zum anderen die gemischten Zweckverbände, denen Electrabel angegliedert ist, unterschieden.
48. Nach der Umsetzung der Gasrichtlinie und der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

¹³ Fluxys besitzt jedoch in Loenhout eine Anlage zur Umwandlung von H-Gas in L-Gas.

¹⁴ http://www.fluxys.be/Index_Storage.htm.

¹⁵ Formblatt CO, Teil I, S. 339.

(„Elektrizitätsrichtlinie“)¹⁶ auf regionaler Ebene konnten kommunale Zweckverbände, die als Betreiber von Strom- oder Gasverteilernetzen benannt werden wollten, die (inzwischen) zugelassenen Kunden nicht mehr gleichzeitig mit Strom und Erdgas versorgen.

49. Um diesen Verpflichtungen nachzukommen, vereinbarten die meisten Kommunen mit Electrabel, ihrem Partner in gemischten kommunalen Zweckverbänden, eine Aufspaltung der Tätigkeiten der Zweckverbände. Die Versorgung der zugelassenen Kunden wird von Electrabel Customer Solutions (ECS) übernommen, einer Tochtergesellschaft von Electrabel. Die Tätigkeit der kommunalen Zweckverbände wird sich somit in Zukunft auf den Betrieb des Verteilernetzes beschränken. Im Gegenzug wird die Beteiligung der Kommunen an den gemischten Zweckverbänden verstärkt und die von Electrabel verringert, so dass Electrabel spätestens 2007 in den drei Regionen eine Minderheitsbeteiligung besitzen wird.
50. Infolgedessen hält Electrabel vorübergehend Mehrheitsbeteiligungen an gemischten kommunalen Zweckverbänden, die als Verteilernetzbetreiber (VNB) für die Verteilung zuständig sind.
51. Die Parteien betonen, dass sowohl die Satzungen der gemischten Zweckverbände als auch die einschlägige Gesetzgebung den Kommunen die alleinige Kontrolle der Gemeindef Zweckverbände zusichern würden, und dies unabhängig von der Beteiligung privater Anteilseigner. Sie machen geltend, Electrabel habe aufgrund des belgischen Rechtsrahmens keine Kontrolle über diese gemischten Zweckverbände. Dies gelte umso mehr, als die Beteiligungen von Electrabel an den gemischten kommunalen Zweckverbänden schrittweise verringert würden.
52. Die Parteien führen an, dass diese Schlussfolgerung implizit sowohl von der Kommission¹⁷ als auch vom belgischen Wettbewerbsrat¹⁸ in den Entscheidungen ECS/Intercommunales bestätigt worden sei. Die Parteien machen insbesondere geltend, dass die der Kommission damals angemeldeten Transaktionen nicht anmeldepflichtig gewesen wären, wenn Electrabel die kommunalen Zweckverbände vorher kontrolliert hätte. Die Parteien folgern daraus, dass Electrabel auf dem Markt der Gasverteilung in Belgien nicht präsent sei. GDF sei auf diesem Markt ebenfalls nicht tätig.
53. Die Marktuntersuchung hat jedoch Zweifel am Grad der Unabhängigkeit der kommunalen Zweckverbände von Suez/Electrabel aufgeworfen. Erstens wurde angegeben, dass Electrabel weiter das Recht hat, Mitglieder des „Verwaltungsrats“ der gemischten Zweckverbände zu benennen. Zweitens profitieren die kommunalen Zweckverbände durch die Überkreuzbeteiligungen zwischen den Zweckverbänden und der Suez-Gruppe von jeder Gewinnsteigerung der Tochtergesellschaften der Suez-Gruppe ganz direkt, so dass sie ein Interesse daran haben könnten, die etablierten

¹⁶ ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 37.

¹⁷ COMP/M.3318 - ECS/Sibelga, 19.12.2003.

¹⁸ Siehe Entscheidungen des belgischen Wettbewerbsrates vom 4. Juli 2003 (Interest, IVEKA, IMEWO, INTERGEM, IVERLEK, IGAO und GASELWEST), 11. September 2003 (SIMOGEL, SEDILEC, INTERMOSANE 2 und IMEA), 13. Oktober 2003 (Sibelgaz), 15. Januar 2004 (INTERMOSANE, INTERLUX, SIMOGEL, SEDILEC, IDEG, IGH) und 8. März 2004 (SIBELGA).

Unternehmen zu begünstigen. Drittens werden den gemischten Zweckverbänden bestimmte Schlüsseldienstleistungen (wie beispielsweise der Anschluss der Kunden, wenn sie an einen neuen Anbieter von Reparaturdienstleistungen gebunden sind) von Tochtergesellschaften der Suez-Gruppe erbracht, was eine gewisse Abhängigkeit der Zweckverbände von der technischen Erfahrung der Suez-Gruppe zu beinhalten scheint.

54. Was den Verweis auf frühere Entscheidungen der Kommission zu kommunalen Zweckverbänden anbelangt, ist das Argument der Parteien zurückzuweisen, da die angemeldeten Transaktionen den Übergang von zugelassenen Kunden der Zweckverbände an ECS betrafen, die dadurch zum Versorger letzter Instanz dieser Kunden wurde. Die Übernahme der Kunden durch ECS war aber ein Erwerb der alleinigen Kontrolle im Sinne der Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 des Rates^{18bis}. Selbst wenn man davon ausgeht, dass Electrabel bereits die gemeinsame Kontrolle über die Zweckverbände (einschließlich von deren Kunden) gehabt hatte, stellte der Erwerb der alleinigen Kontrolle über die Kunden einen Wechsel der Art der Kontrolle dar, die somit anmeldepflichtig war.¹⁹
55. Die Angaben, über die die Kommission verfügt, lassen den Schluss zu, dass Suez derzeit in der Lage ist, zumindest einen erheblichen Einfluss auf die kommunalen Zweckverbände und möglicherweise die Kontrolle über sie auszuüben.

A.2.3 Relevante Märkte

56. Entsprechend der Entscheidungspraxis der Kommission lassen sich die verschiedenen Tätigkeiten des Erdgassektors in unterschiedliche relevante Märkte trennen. In diesem Fall liegen für den Gassektor Belgiens folgende sachlich relevante Märkte vor:
 - die verschiedenen Märkte für die Lieferung von Erdgas, die je nach Kundenkategorie unterschiedliche Märkte darstellen,
 - der Handelsmarkt am Hub.
57. Auf diesen Liefermärkten wird der angemeldete Zusammenschluss zu erheblichen Überschneidungen zwischen den Tätigkeiten der Parteien führen; diese Märkte sind daher horizontal betroffen.
58. Zwischen diesen Märkten und den Märkten für Erdgasinfrastrukturen, d. h. Fernleitungs- und Verteilernetze, Speicheranlagen und LNG-Anlagen, die den Liefer- und Handelstätigkeiten vorgelagert sind, besteht eine vertikale Beziehung. Der Betrieb dieser Infrastrukturen unterliegt in Belgien allerdings gesetzlichen Monopolen. Deshalb ist eine genaue Definition dieser Märkte für die Zwecke dieser Entscheidung nicht erforderlich. Die Eigentumsverhältnisse, der Betrieb und die Nutzungsrechte der verschiedenen Infrastrukturen werden dagegen bei der Analyse der Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die relevanten Märkte berücksichtigt.

^{18bis} Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 des Rates vom 21. Dezember 1989 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 395 vom 30.12.1989, S. 1).

¹⁹ Vgl. Absatz 16 der Mitteilung der Kommission über den Begriff des Zusammenschlusses.

59. Die zunehmende Liberalisierung des Erdgassektors auf Gemeinschaftsebene und in Belgien hat die Kommission veranlasst, bei der Erdgaslieferung zwei Kundenkategorien der Erdgaslieferanten zu unterscheiden: i) die zugelassenen Kunden, die ihren Anbieter frei wählen können und ii) die nicht zugelassenen Kunden, die diese Wahlmöglichkeit noch nicht haben. Derzeit sind nur Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel noch nicht zugelassen. Diese Situation wird sich jedoch am 1. Januar 2007 ändern; dann werden alle Gasverbraucher in Belgien zugelassen sein.
60. Die Kommission hat in mehreren Entscheidungen eine Segmentierung der Erdgaslieferung an zugelassene Kunden in mehrere eigenständige sachliche Märkte vorgenommen. Zudem hat die Kommission in der Entscheidung GDF/Centrica/SPE²⁰ eine solche Segmentierung der belgischen Märkte für die Erdgaslieferung angesprochen, die genaue Definition dieser Märkte jedoch offen gelassen.
61. Die Parteien sind der Auffassung, dass der Markt für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden in Belgien nicht untersegmentiert zu werden braucht. Sie betonen hierzu, dass der belgische Wettbewerbsrat diesem Ansatz kürzlich in seiner Entscheidung GDF International/L'Association Liégeoise du Gaz - ALG Négoce²¹ gefolgt sei, indem er keine Unterscheidung zwischen den Gasverbrauchern nach der Höhe des Verbrauchs getroffen habe.
62. Die Markterhebung hat allerdings gezeigt, dass die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden in verschiedenen sachlichen Märkten aufgrund der Unterschiede bei den Mengen und Verbrauchsprofilen, den Bezugsbedingungen und dem Flexibilitätsbedarf noch weiter nach Kundenkategorien segmentiert werden muss.
63. Gestützt auf ihre Entscheidungspraxis und die Marktuntersuchung, ist die Kommission der Ansicht, dass im Rahmen dieser Entscheidung folgende Märkte für die Lieferung von Erdgas untersucht werden müssen:
- (i) Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer (darunter örtliche Verteilerunternehmen),
 - (ii) Lieferung von Erdgas an gasbetriebene Kraftwerke,
 - (iii) Lieferung von Erdgas an große Industriekunden,
 - (iv) Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden,
 - (v) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden.

L-Gas/H-Gas

64. Die Parteien sind der Ansicht, dass mehrere Argumente gegen eine Unterscheidung zwischen L- und H-Gas sprechen, vor allem, weil der Preisunterschied zwischen L-Gas

²⁰ Entscheidung COMP/M.3883 GDF/Centrica/SPE vom 7. September 2005.

²¹ Entscheidung des belgischen Wettbewerbsrates vom 3. Juni 2004.

und H-Gas unerheblich ist und sowohl die Transportnetze als auch die Heizungsanlagen an beide Gasarten angepasst werden können.

65. Die Marktuntersuchung hat jedoch gezeigt, dass für jeden betroffenen Markt sehr wohl zwischen L-Gas und H-Gas unterschieden werden muss. Eine Ausnahme bildet nur die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger, da die von Kraftwerken verbrauchte L-Gas-Menge sehr gering ist.
66. Für die Lieferung von L- und H-Gas werden unterschiedliche Infrastrukturen für Transport und Speicherung benötigt, die nicht substituierbar sind.
67. Die Marktuntersuchung der Kommission hat klargestellt, dass L-Gas und H-Gas nicht die gleichen Merkmale und Eigenschaften besitzen und dass bei bestimmten Produktionsverfahren, insbesondere in der chemischen Industrie, H-Gas eingesetzt werden muss. Auf L-Gas eingestellte Anlagen können nicht ohne vorherige und kostenaufwändige Umrüstung der Brenner mit H-Gas gespeist werden. Darüber hinaus obliegt die Entscheidung der an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden, von einer Gasart zur anderen zu wechseln, nicht den Endkunden, denn sie würde voraussetzen, dass der Verteilernetzbetreiber selbst entscheidet, das gesamte Netz mit der neuen Gasart zu versorgen. Zur Substituierbarkeit wurde mitgeteilt, dass die Umwandlung von H-Gas in L-Gas (und umgekehrt) und die Umrüstung der Anlagen der Endverbraucher sehr hohe Investitionen erfordern würden, was die Substituierbarkeit sowohl angebots- als auch nachfrageseitig stark einschränken würde.
68. Eine Studie der CREG kommt ebenfalls zu dem Schluss, dass bei L-Gas und H-Gas nur eine begrenzte Substituierbarkeit festgestellt werden kann und dass sich der Wettbewerb und die Zugangsmöglichkeiten dieser beiden Märkte wesentlich unterscheiden.²² Diese Studie bestätigt anhand des SSNIP-Tests²³, dass die nachfrageseitigen Substitutionskosten prohibitiv sind.²⁴ Bei Industriekunden bestehen diese Kosten in der Installation neuer Leitungen, bei den Verteilernetzen in der Prüfung und Anpassung der Anlagen. Zu den angebotsseitigen Substitutionskosten stellt die Studie fest, dass die Betriebskosten der Umwandlungseinheiten hoch sind und angebotsseitig keine ausreichende Substituierbarkeit gegeben ist.²⁵
69. Diese Erwägungen sprechen eindeutig für eine Unterscheidung zwischen L-Gas und H-Gas auf allen Märkten für die Lieferung an Endkunden.

²² Studie (F)040617-CDC-313 der CREG vom 17.06.2004 über den Wettbewerb auf dem L-Gas-Markt.

²³ Der SSNIP-Test besteht in der Simulation der Reaktion der Nachfrage auf eine dauerhafte Erhöhung der jeweiligen Preise um 5-10 %.

²⁴ Randnr. 21-34 der Studie.

²⁵ Randnr. 37-44 der Studie.

A.2.3.1 Sachlich relevante Märkte

A.2.3.1.1 Handelsmarkt am Hub von Zeebrugge

70. Ein Hub für den Erdgashandel ist ein Instrument, das den Marktteilnehmern Dienste zur Verfügung stellt, die den Handel zwischen diesen Marktteilnehmern vereinfachen. Ein Hub erleichtert den Gashandel zwischen Käufern und Verkäufern und ermöglicht den einzelnen Beteiligten des Gasmarktes, kurzfristig ausreichende Bezugsmengen zu finden oder überschüssige Kapazitäten zu verkaufen.
71. Ein Erdgas-Hub kann einem physischen Ort zugeordnet sein, wie in Zeebrugge in Belgien. Er umfasst dann auch die physischen Gasströme, die über diesen Punkt verlaufen. Ein Hub muss jedoch nicht unbedingt physisch vorhanden sein; in diesem Fall spricht man von einem virtuellen Hub. Er ermöglicht ohne genaue geografische Lokalisierung den Erdgashandel („Trading“) in einer bestimmten Zone. Dies ist beispielsweise bei den Hubs NBP im Vereinigten Königreich und TTF in den Niederlanden der Fall.
72. Der Handel am Zeebrugger Hub stellt einen sachlichen Markt dar, der sich von den anderen Erdgasmärkten Belgiens unterscheidet, was auch von den Parteien in ihrer Anmeldung bestätigt wird. Er unterscheidet sich von den Liefermärkten durch seine Funktionsweise: Während die Lieferung dazu dient, die Nachfrage der Endkunden oder Wiederverkäufer auf der Grundlage von Verträgen mit einer festen Laufzeit an dem im Allgemeinen vom Kunden gewählten Ort zu befriedigen, treffen an einem Hub Angebot und Nachfrage der verschiedenen Händler (oder „Trader“) unmittelbar aufeinander, was zu Transaktionen führt, deren Lieferort in der Regel der Hub ist. Im Übrigen unterscheidet sich der Handel am Hub von der Lieferung an Wiederverkäufer vor allem dadurch, dass im Allgemeinen alle Trader als Verkäufer und Käufer auftreten. Eine weitere Besonderheit des Zeebrugger Hubs ergibt sich aus der Regelung des Zugangs zum Hub, der derzeit insbesondere über das Transitnetz (rTr/vTn) erfolgt. Im Jahr 2005 verliefen alle Nominierungen zum Hub über das Transitnetz; weniger als 4 % der Nominierungen vom Hub verliefen über das Fernleitungsnetz, während der Rest über das Transitnetz verlief.²⁶

A.2.3.1.2 Markt für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer

73. Dieser Markt schließt die Lieferung von Erdgas an kommunale Zweckverbände und an Wiederverkäufer ein. Zu den Wiederverkäufern gehören unter anderem nationale und internationale Unternehmen (z. B. Nuon und Essent), die Erdgas in Belgien kaufen, um ihre Endkunden in Belgien zu versorgen.
74. Die Verkäufe an kommunale Zweckverbände werden im Zuge der schrittweisen Liberalisierung der belgischen Gasmärkte zurückgehen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Gemeindezweckverbände ein gesetzliches Monopol für den Betrieb der Gasverteilungsnetze in den jeweiligen Versorgungsgebieten besitzen. Der geltende Rechtsrahmen sieht allerdings eine Trennung der Tätigkeiten des Verteilernetzbetreibers (VNB) zum einen und des Lieferanten von Gas an die zugelassenen Kunden zum anderen vor. Deshalb verkaufen die flämischen Zweckverbände seit dem 1. Juli 2003,

²⁶ Antwort der Parteien (Nr. 18756) vom 6.10.2006 auf den Fragebogen vom 4.10.2006.

dem Zeitpunkt der vollständigen Liberalisierung der Erdgasmärkte in Flandern, kein Erdgas mehr (weiter). Die kommunalen Zweckverbände in den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt beschränken sich dagegen auf die Lieferung von Erdgas an noch nicht zugelassene Haushaltskunden.

75. Die Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel werden ab 1. Januar 2007 zugelassen sein. Am 1. Januar 2007, wenn alle belgischen Kunden zugelassen sein werden, werden die kommunalen Zweckverbände ihre Versorgungstätigkeit einstellen, so dass sie sich nicht mehr mit Erdgas einzudecken brauchen.
76. Den Verkauf von Gas an die Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel werden dann verschiedene Anbieter übernehmen, insbesondere die von den Gemeindezweckverbänden benannten „Versorger letzter Instanz“ oder „Standardversorger“. Da unwahrscheinlich ist, dass die meisten dieser Anbieter die gesamte benötigte Gasmenge importieren, müssen sie Gas in Belgien kaufen, so dass der Markt für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer auch in den kommenden Jahren groß sein wird.

A.2.3.1.3 Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger

77. Der Markt für die Lieferung von Erdgas an Kraftwerke unterscheidet sich von den anderen Liefermärkten durch die Wettbewerbsbedingungen. So übersteigt der Gasverbrauch eines Kraftwerks den Verbrauch selbst großer Industrieunternehmen erheblich. Zudem sind Kraftwerke oft direkt an das Fernleitungsnetz angebunden, was sie zumindest von den kleinen Industrie- und Gewerbekunden sowie von den Haushaltskunden unterscheidet, die an das Verteilernetz angeschlossen sind. Von den großen Industriekunden unterscheiden sich die Stromerzeuger in erster Linie durch ihr Verbrauchsprofil: Während die Nachfrage der großen Industriekunden über das ganze Jahr hinweg relativ stabil ist, unterliegt die Nachfrage der Kraftwerke stärker ausgeprägten Schwankungen, die vor allem saisonbedingt sind. Infolgedessen haben Stromerzeuger einen anderen Flexibilitätsbedarf als die anderen Endkunden. Diese Punkte spiegeln sich auch in den Antworten auf den Fragebogen der Kommission wider, in denen der Markt für die Erdgaslieferung an Stromerzeuger mehrheitlich als eigenständiger Markt betrachtet wird.²⁷

A.2.3.1.4 Markt für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden

78. Große Industriekunden unterscheiden sich von anderen Industrie- und Gewerbekunden sowie von Haushaltskunden vor allem durch die nachgefragte Menge, die weit über die Nachfragemenge der anderen Kundenarten hinausgeht; infolgedessen erhalten die großen Industriekunden im Allgemeinen günstigere Preise und sind oft direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen.

²⁷ In früheren Entscheidungen erörterte die Kommission die Frage, ob zwischen der Lieferung an verschiedene Gaskraftwerkstypen, insbesondere mit Blick auf die GuD-Kraftwerke oder die Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke (KWK-Kraftwerke), unterschieden werden muss. Für die Zwecke dieser Entscheidung ist eine weiter gehende Abgrenzung dieses sachlichen Marktes bzw. dieser sachlichen Märkte jedoch nicht erforderlich, da sich die wettbewerbliche Würdigung, d. h. die Ausschaltung des am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerbers durch die Transaktion, nicht ändert.

79. Die Parteien schlagen eine Unterscheidung zwischen großen Industriekunden und kleinen Industrie- und Gewerbekunden anhand einer jährlichen Verbrauchsschwelle von 1 Mio. m³ (12 GWh) vor. Sie behaupten, dass sich diese Schwelle für die Unterscheidung zwischen den größten Erdgasverbrauchern und den anderen Verbrauchern in der belgischen Gesetzgebung für den Erdgasbereich finde, und zwar sowohl im Gasgesetz²⁸ als auch in den wallonischen und flämischen Dekreten über die Organisation des Gasmarktes²⁹. Diese Gesetzestexte hätten diese Schwelle von 1 Mio. m³/12 GWh bei der Abstimmung des Zeitplans für die Liberalisierung des Marktes der Gasversorgung verwendet.³⁰ Viele derjenigen, die den Fragebogen der Kommission beantwortet haben, sind mit der von den Parteien vorgeschlagenen Schwelle einverstanden.
80. Die CREG schlägt eine Unterscheidung zwischen großen Industriekunden und den übrigen Kunden anhand des Anschlusses an das Fernleitungs- oder Verteilernetz vor. Die vorgeschlagenen Ansätze der Parteien und der CREG stimmen jedoch insoweit überein, als beide die großen Industriekunden als eine Kundenkategorie betrachten, die sich erheblich von den anderen Kundenarten unterscheidet. Nach den Unterscheidungskriterien der CREG (Anschluss an das Fernleitungsnetz) ist der Markt jedoch kleiner als nach den von den Parteien vorgeschlagenen Kriterien (Jahresverbrauch über 1 Mio. m³).³¹ Dies stimmt auch mit einigen Antworten überein, die die Kommission im Zuge der Marktuntersuchung erhalten hat und in denen die von den Parteien vorgeschlagene Schwelle von 12 GWh als zu niedrig betrachtet wird.
81. Die von der CREG auf der Grundlage ihrer Marktdefinition vorgelegten Daten bestätigen jedoch die Angaben der Parteien zu den aktiven Marktteilnehmern des Marktes der großen Industriekunden und ihren Marktanteilen ziemlich genau. Daher besteht kein Anlass zu entscheiden, wo genau die Schwelle liegt, um einen Kunden als ein „großen Industriekunden“ zu betrachten. Für die Zwecke dieser Entscheidung wird die wettbewerbliche Würdigung auf der Grundlage der von den Parteien vorgeschlagenen Schwelle vorgenommen. Die Kommission ist der Ansicht, dass die Ergebnisse dieser Analyse auf der Grundlage der von der CREG gewählten Marktdefinition im Wesentlichen gleich wären.

A.2.3.1.5 Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden

82. Dieser Markt umfasst den Parteien zufolge alle Industrie- und Gewerbekunden mit einem Verbrauch von weniger als 1 Mio. m³/12 GWh pro Jahr. Die Statistiken der CREG, die alle an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden (Industrie- und Geschäftskunden sowie Haushaltskunden in Flandern) umfassen, bestätigen die Zahlen,

²⁸ Artikel 2 des Gasgesetzes.

²⁹ Artikel 27 des wallonischen Gasdekrets und Artikel 13 des flämischen Gasdekrets.

³⁰ Darüber hinaus verweisen die Parteien auf die Entscheidung GDF/Centrica/SPE (COMP/M.3883) vom 7. September 2005, in der die Kommission diese Schwelle nach Ansicht der Parteien bei der Analyse der belgischen Erdgasmärkte berücksichtigt haben soll. In der genannten Entscheidung wird diese Schwelle allerdings nicht erwähnt.

³¹ Ungefähr 50 TWh (CREG) gegenüber 82 TWh (Parteien).

die von den Parteien für die Märkte der Gaslieferung an kleine Industrie- und Gewerbetunden zum einen und an die flämischen Haushaltskunden zum anderen vorgelegt wurden. Die wettbewerbliche Würdigung wird daher auf der Grundlage der von den Parteien vorgeschlagenen Schwelle durchgeführt. Der Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbetunden unterscheidet sich zumindest gegenwärtig von den Märkten für die Lieferung an Haushaltskunden in Wallonien und in Brüssel, da diese Kunden noch nicht zugelassen sind. Wie weiter unten nachgewiesen wird, bestehen auch nach der Liberalisierung des Privatkundenmarktes, die in Flandern bereits vollendet ist, erhebliche Unterschiede zwischen der Erdgaslieferung an kleine Industrie- und Gewerbetunden und der Lieferung an Haushaltskunden.

A.2.3.1.6 Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden

83. In früheren Entscheidungen hat die Kommission untersucht, ob es einen eigenständigen sachlichen Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden gibt, die Frage jedoch offen gelassen.³² Nach dem derzeit in Belgien geltenden Rechtsrahmen sind Haushaltskunden nur in Flandern zugelassen. Die Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel sind noch nicht zugelassen und daher derzeit verpflichtet, sich von ihren jeweiligen kommunalen Zweckverbänden versorgen zu lassen. Diese Situation wird sich am 1. Januar 2007 mit der vollständigen Liberalisierung in Wallonien und Brüssel-Hauptstadt ändern.
84. In Flandern wurde die Lieferung an Haushaltskunden zum gleichen Zeitpunkt wie für die anderen Kunden am 1. Juli 2003 liberalisiert. Die Wettbewerbssituation auf diesem Markt scheint sich jedoch anders als auf den anderen Märkten entwickelt zu haben, auch im Vergleich zum Markt für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbetunden. Den in der Anmeldung genannten Zahlen zufolge hat Suez (über ECS) einen deutlich höheren Marktanteil bei (flämischen) Haushaltskunden [70-80 %]* als bei kleinen Industrie- und Gewerbetunden [60-70 %]*. Hauptgrund hierfür ist die wichtige Rolle der Versorger letzter Instanz (insbesondere ECS), an die alle ehemaligen Kunden der Zweckverbände, die keinen Anbieter gewählt haben, bei ihrer Zulassung übertragen wurden. Allerdings scheint die Anbieterwechselrate bei kleinen Industrie- und Gewerbetunden deutlich höher als bei Haushaltskunden zu sein.
85. Da die Märkte für die Lieferung von Gas an Haushaltskunden in Wallonien und in Brüssel noch nicht für den Wettbewerb geöffnet sind, muss eine vorausschauende Analyse die wahrscheinlichen Auswirkungen der vorgeschlagenen Transaktion auf diese Märkte, die am 1. Januar 2007 liberalisiert werden, berücksichtigen. In diesen beiden Regionen weist der Zeitversatz zwischen der Liberalisierung der Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbetunden (Marktöffnung am 1. Juli 2004) einerseits und an Haushaltskunden andererseits bereits darauf hin, dass unterschiedliche Märkte vorliegen. Weiterhin müssen von den Zweckverbänden für die Haushaltskunden in diesen beiden Regionen Versorger letzter Instanz bestimmt werden, was zu weiteren Unterschieden führen kann.³³

³² Vgl. Entscheidung vom 15.3.2006, COMP/M.3886 (DONG/Elsam/Energi E2), und Entscheidung vom 14.12.2005, COMP/M.3696 (E.ON/MOL).

³³ Siehe hierzu auch weiter unten die wettbewerbliche Würdigung der Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden.

86. Aus diesen Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass die Märkte für die Lieferung von H-Gas (mit Ausnahme von Brüssel, wo Haushaltskunden ausschließlich mit L-Gas versorgt werden) sowie von L-Gas an Haushaltskunden für die Zwecke dieser Entscheidung eigenständige Märkte darstellen.

A.2.3.2 Räumlich relevante Märkte

A.2.3.2.1 Handelsmarkt am Hub von Zeebrugge

87. Nach Ansicht der Parteien gehören die Hubs Zeebrugge in Belgien, National Balancing Point im Vereinigten Königreich und TTF in den Niederlanden demselben Markt an.
88. Den Parteien zufolge stellen diese drei Hubs bereits einen engen Verbund dar, da sich ihre Einflussbereiche recht weit überschneiden würden. Das niederländische Netz (TTF) und das britische Netz (NBP) seien mit dem belgischen Fernleitungs- und Transitnetz (Zeebrugge) verbunden. Darüber hinaus machen die Parteien geltend, dass die Hubs NBP und Zeebrugge direkt verbunden seien, da sie sich an beiden Enden des Interconnectors (der Zeebrugge mit Bacton im Vereinigten Königreich verbindet) befinden würden, dessen Kapazität derzeit ausgebaut werde.
89. Die Einheitlichkeit der drei Hubs würde durch die für Ende 2006 geplante Inbetriebnahme der Gaspipeline BBL zwischen den Niederlanden (Balgzand) und dem Vereinigten Königreich (Bacton) noch verstärkt.
90. Die Parteien betonen auch nachdrücklich die Preiskonvergenz zwischen diesen Hubs, deren Schwankungen stark parallel verlaufen seien. Punktuelle Abweichungen würden sich durch Gründe erklären lassen, die kurzfristig geregelt würden, insbesondere erhebliche Infrastrukturinvestitionen.
91. Schließlich machen die Parteien geltend, dass die Erdgasbörsen an diesen drei Hubs sämtlich von APX Gas betrieben werden. APX, ein unabhängiges niederländisches Unternehmen, hat die Tochtergesellschaft APX Gas gegründet, die seit 2004 den elektronischen Erdgashandel an den Hubs NBP, TTF und Zeebrugge betreibt (über APX Gas Zeebrugge B.V., zu deren Aktionären APX und Huberator, eine Tochtergesellschaft von Fluxys, gehören). APX Gas würde es ermöglichen, die Transaktionen an den drei Hubs über eine einzige Anwendung auf einem einzigen Bildschirm zu verfolgen.
92. In der Mitteilung der Beschwerdepunkte äußerte die Kommission jedoch Bedenken im Hinblick auf die Annahme der Parteien, es handle sich um einen einzigen, die drei Hubs umfassenden Markt.³⁴ Die Ergebnisse der Marktuntersuchung zeigten, dass zwar die Preise dieser drei Hubs einerseits zum Teil korreliert waren und sich oft in die gleiche Richtung bewegten, dass aber andererseits erhebliche Preisunterschiede zwischen den

³⁴ Festzustellen ist, dass Wettbewerbsprobleme nur auf der Grundlage eines nur am Hub Zeebrugge gelegenen Handelsmarktes auftreten. Die Marktuntersuchung hat für einen räumlichen Markt, der neben Zeebrugge entweder den NBP oder den TTF umfasst, keine Hinweise auf erhebliche Behinderungen wirksamen Wettbewerbs ergeben.

Hubs bestanden, insbesondere im Winter 2005/2006.³⁵ Zudem identifizierte die Kommission in der Mitteilung der Beschwerdepunkte die unzureichende Verfügbarkeit von Transport- und Transitzkapazitäten und die damit verbundenen Beschränkungen als Haupthindernis für die Bildung einer „räumlichen Einheit“ unter den drei Hubs.

93. Im Zusammenhang mit den Hubs NBP und Zeebrugge bezog sich die Mitteilung der Beschwerdepunkte auf eine detaillierte Analyse, die vom britischen Regulierer Ofgem ausgearbeitet worden war. Ofgem hatte die Preise im Zeitraum von Januar 2000 bis April 2006 unter Berücksichtigung der Transportkosten analysiert.³⁶ Diese Analyse ergab, dass die Preisdifferenz zwischen NBP und Zeebrugge in diesem Zeitraum an 17 % der Tage mehr als 7,5 % betrug und damit die ungefähren Kosten für die Nutzung des Interconnectors deutlich überstieg.³⁷
94. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte (im Folgenden kurz „Antwort“) machten die Parteien vor allem die Preiskonvergenz zwischen den Hubs Zeebrugge und NBP geltend, die seit 2004 „evident“ sei.³⁸ Die Parteien schreiben die von Ofgem festgestellten Preisdivergenzen den Problemen in der Anlaufphase des Hubs Zeebrugge zu. Den Parteien zufolge gehört "diese Situation [der Divergenzen während der Anfangsphase des Hubs Zeebrugge] der Vergangenheit an, da in den darauf folgenden Jahren eine deutliche Zunahme der Liquidität des Hubs Zeebrugge und eine bessere Verbindung zwischen den beiden Hubs infolge der Erweiterung des Interconnectors festgestellt wurde“.³⁹
95. Die Kommission befragte Ofgem daraufhin erneut und bat den britischen Regulierer, die Analyse für die letzten 24 Monate, d. h. für den Zeitraum Juli 2004 – Juni 2006 zu wiederholen. In der Antwort von Ofgem wird mitgeteilt, dass die Differenz zwischen dem Preis am NBP und dem Preis am Hub Zeebrugge während dieses Zeitraums an 8 % der Tage mehr als 7,5 % betrug.⁴⁰ Demnach ist in der Tat eine zunehmende Konvergenz zwischen den Preisen an den beiden Hubs festzustellen, insbesondere im Vergleich zu den vier vorangehenden Jahren. Ofgem legte jedoch auch eine Analyse der Preisdivergenzen zwischen den drei Hubs NBP, Zeebrugge und TTF vor. Dabei stellte Ofgem fest, dass die Preise zwischen den drei Hubs zu bestimmten Zeiten, insbesondere im Winter 2005/2006, erheblich voneinander abwichen. Aus den von Ofgem

³⁵ Der Bericht der CREG mit dem Titel „La concentration prévue entre gaz de France et Suez“ (Der geplante Zusammenschluss von Gaz de France und Suez) gibt beispielsweise an: "Die Preise des Hubs [Zeebrugge] sind komplett von den in den Niederlanden praktizierten Preisen abgekoppelt. Im Winter 2005-2006 waren die Erdgaspreise am Hub Zeebrugge manchmal mehr als doppelt so hoch wie die Preise in den Niederlanden.“ (Absatz 6, Seite 13). Aufgrund dieser ausgeprägten Preisunterschiede zwischen dem Hub Zeebrugge und dem TTF konzentriert sich die folgende Analyse auf die Beziehungen zwischen Zeebrugge und dem NBP, die konvergenter zu sein scheinen.

³⁶ Ofgem, Antwort vom 14.6.2006 auf den Fragebogen.

³⁷ Ein Vergleich der Preise am NBP und TTF zeigt, dass seit Oktober 2004 an 43 % der Tage Differenzen von mehr als 7,5 % vorlagen.

³⁸ Randnr. 4 und 11 der Antwort der Parteien.

³⁹ Randnr. 12 der Antwort der Parteien.

⁴⁰ Antwort von Ofgem [Nr. 17524] vom 19.9.2006 auf Frage 1 des Fragebogens der Kommission.

übermittelten Daten geht allerdings hervor, dass diese Divergenzen zwischen dem TTF und den beiden anderen Hubs ausgeprägter waren als zwischen dem NBP und dem Hub Zeebrugge.

96. Auf der Grundlage der Antwort der Parteien und ihrer eigenen ergänzenden Untersuchungen stellt die Kommission eine zunehmende Konvergenz der Preise am NBP und in Zeebrugge fest. In Anbetracht der geplanten Erweiterungen der Kapazität des Interconnectors ist wahrscheinlich, dass diese Konvergenz anhält. Nach Ansicht von Ofgem dürfte der Ausbau der Verbindung zwischen Belgien und Großbritannien auf wettbewerbsbestimmten Märkten zu mehr Konvergenz und weniger Divergenz führen, da die transportbedingten Zwänge abnehmen würden.⁴¹
97. Ofgem merkt zu Recht an, dass Preisdivergenzen auch andere Ursachen als Kapazitätsgrenzen haben können, insbesondere unterschiedliche Systeme des Bilanzausgleichs („Balancing“). Die ergänzende Untersuchung der Kommission hat allerdings ergeben, dass sich das belgische Bilanzausgleichssystem trotz gewisser Elemente der stundenbezogenen Bilanzierung an das im Vereinigten Königreich geltende tagesbezogene Bilanzausgleichssystem annähert.
98. In der Mitteilung der Beschwerdepunkte stellte die Kommission eine weitere wahrscheinliche Ursache für die Preisdivergenzen zwischen dem NBP und dem Hub Zeebrugge fest, und zwar die Kontrolle von Distrigaz & Co. über die Infrastrukturen, die den Hub Zeebrugge mit dem belgischen Netz und anderen Pipelines verbinden und die dadurch bedingten Zugangsprobleme für andere Marktteilnehmer. Dieses Hemmnis wird allerdings durch die von den Parteien vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen beseitigt. Die von den Parteien vorgelegten Verpflichtungszusagen, die die Liquidität des Hubs erhöhen und dadurch die Marktzutrittsschranken auf den Erdgasmärkten Belgiens senken sollen, sehen die Übertragung der Vermarktungsrechte für das Transitnetz (das den Hub verbindet) an Fluxys und die Anwendung des Verhaltenskodex vor.
99. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass sich die Wettbewerbsbedingungen an den Hubs Zeebrugge und NBP wesentlich angenähert haben und erwartet, dass diese Annäherung anhält, insbesondere aufgrund der Verpflichtungszusagen, die den Zugang zum Hub erleichtern. Für die Zwecke dieser Entscheidung werden diese beiden Hubs daher als zu demselben Markt gehörend betrachtet. Die Kommission folgert jedoch, dass der TTF, insbesondere aufgrund der Preisdivergenzen, die im Vergleich zum Hub Zeebrugge häufiger und stärker ausgeprägt als zwischen diesen beiden Hubs sind, nicht zu diesem Markt gehört.

A.2.3.2.2 Märkte für die Lieferung von Erdgas

100. Der Entscheidungspraxis der Kommission und des belgischen Wettbewerbsrates entsprechend, sind die Parteien die Auffassung, dass es sich bei den verschiedenen Märkten für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden in Belgien um nationale Märkte handelt.
101. In der genannten Entscheidung ECS/Sibelga ließ die Kommission jedoch offen, ob die verschiedenen Liefermärkte in Belgien nationale oder regionale Märkte sind.

⁴¹ Antwort von Ofgem [Nr. 17524] vom 19.9.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission.

102. In ihrer kürzlichen Entscheidung GDF/Centrica/SPE vertrat die Kommission die Auffassung, dass die Märkte für die Erdgaslieferung in Belgien nationale Märkte sind. Im Hinblick auf den Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden hat die Kommission die Möglichkeit einer regionalen Dimension (Flandern, Wallonien, Region Brüssel-Hauptstadt) erörtert, diese Frage jedoch offen gelassen. Sie wies auf Unterschiede bei den rechtlichen Voraussetzungen hin, die in den Regionen nicht homogen seien, insbesondere im Hinblick auf die Öffnung der Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden für den Wettbewerb.
103. Die von der Kommission angestellte Marktuntersuchung hat gewisse Hinweise darauf ergeben, dass die Lieferung an Haushaltskunden als regionaler Markt zu betrachten ist. Zum einen gibt es in allen drei Regionen unterschiedliche Regelungen für die Erdgaslieferung an Haushaltskunden. Diese Unterschiede beinhalten verschiedene Zeitpunkte der Öffnung für den Wettbewerb. Zum anderen hat L-Gas bei der Versorgung der Haushaltskunden in den drei Regionen eine unterschiedliche Bedeutung: Haushaltskunden in der Region Brüssel-Hauptstadt werden zum Beispiel fast ausschließlich mit L-Gas versorgt, während der Endbenutzer im übrigen Land je nach Lage mit H-Gas oder L-Gas beliefert wird.
104. Andererseits wird die Öffnung der Märkte für die Lieferung an Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel-Hauptstadt wahrscheinlich zu einer schrittweisen Angleichung der Wettbewerbsbedingungen in den drei Regionen führen, wie dies bei den anderen Kundenkategorien der Fall war. Eine solche Entwicklung würde auf einen nationalen Markt hinweisen. Im Rahmen dieser Entscheidung kann jedoch offen gelassen werden, ob es sich bei den Märkten für die Gaslieferung an Haushaltskunden um nationale oder regionale Märkte handelt, da der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb für jede dieser Marktdefinitionen erheblich behindern wird.
105. Zusammenfassend sind von dem angemeldeten Zusammenschluss in Belgien die folgenden relevanten Märkte betroffen:
- Nationaler Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger
 - Nationaler Markt für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Wiederverkäufer
 - Nationale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an große Industriekunden
 - Nationale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an kleine Industriekunden
 - Nationaler oder regionaler Markt für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Haushaltskunden. Unter der Annahme, dass es sich um regionale Märkte handelt, beinhaltet der sachlich relevante Markt in der Region Brüssel-Hauptstadt nur L-Gas.

A.2.4 WETTBEWERBLICHE WÜRDIGUNG

106. Die Kommission ist der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den verschiedenen belgischen Erdgasmärkten vor allem durch die Verstärkung einer beherrschenden Stellung von Distrigaz, dem etablierten Unternehmen in Belgien, erheblich behindern wird. Die Verstärkung der Stellung von Distrigaz wird die Folge eines Doppeleffekts der geplanten Fusion sein: Zum einen wird Distrigaz die belgischen Aktivitäten von GDF übernehmen und zum anderen wird die Transaktion den starken Wettbewerbsdruck, den GDF bislang ausübte, beseitigen. GDF ist in der Tat derzeit der größte Wettbewerber von Distrigaz und besitzt zudem dank der einzigartigen Kombination einer ganzen Reihe von Stärken ein sehr großes Wachstumspotenzial.
107. Aufgrund der bestehenden sehr hohen Schranken, die den Einstieg in die belgischen Märkten bereits stark erschweren und von denen einige durch die Fusion noch weiter angehoben werden, ist es unwahrscheinlich, dass andere derzeitige oder potenzielle Wettbewerber die Rolle von GDF übernehmen und so den Wettbewerbsdruck, der durch den geplanten Zusammenschluss beseitigt wird, ausgleichen können.

Einleitung

108. Der angemeldete Zusammenschluss wird auf den belgischen Erdgasmärkten zu erheblichen Überschneidungen zwischen den Tätigkeiten der Parteien führen, vor allem auf mehreren Märkten für die Lieferung von Gas. Auf der diesen Liefermärkten vorlagerten Ebene haben beide Parteien auf dem belgischen Großhandelsmarkt Zugang zu Erdgas,
109. Nach Angaben der CREG gibt es einen physischen Großhandelsmarkt, der Direktverkäufe der Importeure an ihre Endkunden in Belgien sowie deren Verkäufe an Wiederverkäufer, die in den Verteilernetzen tätig sind und selbst kein Shipping betreiben, beinhaltet.⁴² In früheren Entscheidungen hat die Kommission nach ähnlichen Kriterien wie die CREG ebenfalls einen Großhandelsmarkt definiert.⁴³ In ihrer Antwort auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) bestreiten die Parteien, dass es einen anderen Großhandelsmarkt als den Markt für die Lieferung von Gas an Wiederverkäufer gibt. Die Parteien erkennen jedoch die Bedeutung der Frage des Zugangs zur Ressource Gas für die auf den nachgelagerten Märkten aktiven Unternehmen an. Der angemeldete Zusammenschluss wird nun aber unabhängig davon, ob man von einem Großhandelsmarkt im eigentlichen Sinne spricht oder die Frage unter dem Gesichtspunkt des Zugangs zu Erdgas behandelt, unbestritten zu einer Überschneidung der Tätigkeiten der Parteien auf Ebene des Großhandels oder des Zugangs zu Erdgas führen.
110. Nach Berechnungen der CREG wurden im Jahr 2005 84 % der H-Gas-Mengen und 88 % der L-Gas-Mengen, die von den Importeuren zum Zweck des Verbrauchs in Belgien

⁴² CREG, Studie über den geplanten Zusammenschluss von Gaz de France und Suez, 6.3.2006, S. 11, und Antwort der CREG vom 14.7.2006 auf Frage 46 des Fragebogens der Kommission.

⁴³ Vgl. Entscheidung der Kommission vom 14.3.2006, COMP/M.3868-DONG/Elsam/Energi E2.

verkauft wurden, von Suez verkauft.⁴⁴ Diese Zahlen zeigen, dass Suez im Hinblick auf den Zugang zu dem in Belgien verbrauchten Gas bereits eine überragende Stellung einnimmt. Durch die geplante Transaktion kommt hierzu die Stellung von GDF, die im Jahr 2005 10 % der H-Gas-Mengen und 12 % der L-Gas-Mengen, die von den Importeuren zum Zweck des Verbrauchs in Belgien verkauft wurden, verkauft hat. Infolgedessen wird die neue Einheit künftig Zugang zu 94 % des H-Gases und zu 100 % des L-Gases, das in Belgien verbraucht wird, haben. Aufgrund der sehr begrenzten Verfügbarkeit von Einspeisekapazitäten (Einzelheiten siehe unten) ist unwahrscheinlich, dass sich diese beherrschende Stellung kurz- oder mittelfristig ändert. Die Transaktion wird somit auf den nachgelagerten Märkten zu einer nahezu vollständigen Abhängigkeit der Wettbewerber von der neuen Gruppe führen.

111. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte argumentieren die Parteien auf der Grundlage einer Wirtschaftsstudie, dass ab 2008 neben Suez und GDF weitere Anbieter erhebliche Erdgasmengen in Belgien liefern könnten. Dieser Studie zufolge wird vor allem der Bau neuer Infrastrukturen, insbesondere im Vereinigten Königreich, zu einem starken Anstieg der verfügbaren Erdgasmenge führen; dadurch könnten britische Unternehmen Erdgas aus dem Vereinigten Königreich nach Belgien exportieren.⁴⁵ Als weitere Quellen werden in der von den Parteien vorgelegten Studie die Buchungen von RasGas am LNG-Terminal und Erdgasüberschüsse in Italien und Spanien, die (wieder) nach Belgien ausgeführt werden könnten, genannt. Die in der Studie ausgeführten Argumente werden in den folgenden Erwägungsgründen näher erörtert.
112. Was die verfügbaren Mengen anbelangt, ist daran zu erinnern, dass es sich bei einem der potenziellen neuen Anbieter, die in dem Schriftstück genannt werden, um das Unternehmen RasGas handelt, ein gemeinsames Unternehmen von ExxonMobil/Qatar Petroleum, das Kapazitäten von [3-6]* bcm/Jahr für das LNG-Terminal von Zeebrugge gebucht hat. Der Umfang der Buchungen für das LNG-Terminal stimmt jedoch nicht unbedingt mit den tatsächlich nominierten Mengen überein, wie das aktuelle Beispiel von Distrigaz zeigt (siehe unten). Die Marktuntersuchung hat für die Verfügbarkeit von Erdgas ergeben, dass im Allgemeinen nur 60 bis 80 % der an den LNG-Terminals gebuchten Kapazitäten tatsächlich genutzt werden.
113. Zudem verkauft Rasgas eine erhebliche Menge, die [60-70]* % der gebuchten Mengen entspricht (mindestens [...]*), auf der Grundlage eines Vertrages mit [langfristiger]* Laufzeit direkt („ex ship“) an Distrigaz.⁴⁶ In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestreiten die Parteien, dass die von RasGas an Distrigaz verkauften Mengen unter Interanspruchnahme der Buchungen von RasGas in Zeebrugge entladen werden. Nach Angaben der Parteien, die sich nur auf eine Pressemitteilung von Distrigaz beziehen, werden die Flüssiggastanker von RasGas unter Inanspruchnahme der

⁴⁴ CREG, Studie über den geplanten Zusammenschluss von Gaz de France und Suez, 6.3.2006, S. 11. Diese Zahlen werden im Übrigen implizit in der Anmeldung bestätigt (S. 205 des Formblatts CO, Teil 1): Nach dem dargelegten Schema verkaufte Distrigaz (als „Lieferant/Importeur“ bezeichnet) [...]* TWh, entsprechend [80-90 %]* des belgischen Gesamtverbrauchs von rund 205 TWh in 2005.

⁴⁵ Randnr. 85 der Antwort.

⁴⁶ Vgl. „LNG Sale and Purchase Agreement of 28.2.2005 between RasGas and Distrigaz“, übermittelt von Suez in ihrer Antwort [Nr. 14652] vom 8.8.2006 auf den Fragebogen vom 4.8.2006.

Buchungen von Distrigaz entladen. Doch selbst wenn RasGas tatsächlich über freie Kapazitäten von [3-6]* bcm/Jahr verfügen würde, wäre es in jedem Fall relativ unwahrscheinlich, dass die entsprechenden Erdgasmengen auf dem belgischen Markt angeboten werden. Denn erstens sind die entladenen Erdgasmengen, wie oben erläutert, im Allgemeinen wesentlich geringer als die gebuchten Mengen. Zweitens ist Belgien, wie auch die Parteien anerkennen, ein Transitland, und es ist sehr wahrscheinlich, dass RasGas den überwiegenden Teil des in Zeebrugge entladenen LNG in anderen europäischen Ländern verkauft. Weder RasGas noch ihre Muttergesellschaften ExxonMobil und Qatar Petroleum besitzen Tätigkeiten und Erfahrung im Bereich der Lieferung von Erdgas an Endkunden in Belgien, Ihr Geschäftsmodell beruht eher auf dem Verkauf des regasifizierten LNG direkt am Terminal oder über ein Hub. Nun stellten aber im Jahr 2005 weniger als 4 % der Mengen, die ausgehend vom Hub nominiert wurden, Transporte zum belgischen Netz dar, während 96 % Transitmengen in andere Länder betrafen.⁴⁷ Das Interesse von RasGas, sein LNG in Belgien zu verkaufen, ist im Übrigen angesichts des Vertrages mit dem etablierten belgischen Unternehmen Distrigaz eher gering. Da RasGas noch keine Verträge über den Verkauf des LNG geschlossen hat, für das sie Buchungen am Terminal Zeebrugge besitzt,⁴⁸ ist auch nicht ausgeschlossen, dass RasGas zusätzliche Mengen an die Parteien verkauft.

114. Aufgrund der anhaltenden Engpasssituation (siehe unten im Abschnitt zu den Marktzutrittsschranken) würde im Übrigen jede Inanspruchnahme von (Transit-)Kapazität zur Bedienung von belgischen Kunden fast automatisch zum Verlust von Kunden in anderen Ländern führen, für deren Bedarf die benötigten Mengen zuvor gebucht wurden. Dies beruht auf der Knappheit der Kapazitäten, denn die Buchungen können nicht einfach erweitert, sondern nur neu zugeteilt werden. Eine solche „Reallokation“ der gebuchten Kapazitäten zugunsten der Belieferung von belgischen Kunden geht jedoch fast zwangsläufig zulasten der Lieferung an Kunden in den Ländern, die den Transitpipelines nachgelagert sind.
115. Nach Angaben der Parteien dürfte es ab 2008 H-Gas-Überschussmengen in anderen europäischen Ländern geben. So schätzt insbesondere der Bericht des von den Parteien beauftragten Beratungsunternehmens [...] ⁴⁹, dass die im Vereinigten Königreich, in Italien und in Spanien tätigen Erdgasunternehmen ab 2008 erhebliche Erdgasüberschussmengen hätten, die - vorbehaltlich von Transport- und Transitbeschränkungen - auf dem belgischen und französischen Markt verkauft werden könnten. Shipper könnten dann diese Überschussmengen weitertransportieren und den belgischen und französischen Erdgasmarkt beliefern. Die Parteien sind der Ansicht, dass diese Überschussmengen mindestens 66 % des belgischen und 55 % des französischen H-Gas-Verbrauchs decken würden.
116. Die Parteien meinen, dass die Erdgasüberschussmengen, die im Vereinigten Königreich verfügbar wären, auf der Realisierung mehrerer neuer Infrastrukturprojekte beruhen

⁴⁷ Antwort der Parteien (Nr. 18756) vom 6.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 4.10.2006.

⁴⁸ Antwort von RasGas (Nr. 17979) vom 27.9.2006 auf den Fragebogen der Kommission.

⁴⁹ Vgl. „Prospective Analysis of the Wholesale Gas Market in Belgium and France in Connection with the Proposed Merger of Suez and Gaz de France“, [Beratungsunternehmen]*, Anhang A der Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vom 1. September 2006.

würden (darunter die Pipeline des Ormen-Lange-Feldes vor Norwegen, der Interconnector BBL zu den Niederlanden und mindestens zwei britische LNG-Terminals).

117. Die hohen Erdgasüberschussmengen in Italien würden bis 2008 verfügbar sein; Italien könnte damit zum Nettoexporteur von Erdgas werden. Diese Prognosen stützen sich vor allem auf die Realisierung von zwei LNG-Terminals in Brindisi und Rovigo bis 2008.
118. Auch für Spanien prognostizieren die Parteien einen hohen Angebotsüberschuss bis 2008; da die französischen LNG-Terminals unterausgelastet seien, könnten die spanischen Lieferanten diese Überschussmengen nach Frankreich umleiten.
119. Die Kommission bestreitet die Argumente des Berichts [eines Beratungsunternehmens]* und weist infolgedessen die Schlussfolgerungen der Parteien zurück. Der Bericht [des Beratungsunternehmens]* scheint methodisch verzerrt zu sein und beruht eher auf Spekulationen als auf einer faktischen Analyse. Die Ergebnisse der von der Kommission durchgeführten speziellen Marktuntersuchung haben den rein spekulativen Charakter der Schlussfolgerungen des Berichts [des Beratungsunternehmens]* bewiesen.
120. In methodischer Hinsicht enthält die Studie [des Beratungsunternehmens]* mehrere verzerrende Elemente. Angebotsseitig betrifft eines der Probleme die Glaubwürdigkeit der Investitionen in Importinfrastrukturen, die von den Parteien mittel- und langfristig vorgeschlagen werden. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass Investitionsanreize in hohem Maße anfällig für die Entwicklung der Märkte sind und nicht unbedingt einer planerischen Logik folgen, so dass die Bewertung der Errichtung neuer Infrastrukturen durch die Parteien verzerrt ist.
121. Die Analyse [des Beratungsunternehmens]* erscheint darüber hinaus statisch. So müssten derzeitige und potenzielle Wettbewerber der Parteien, die Erdgas auf diese Märkte weitertransportieren wollten, zusätzliche Kosten bestreiten, die durch operative Einschränkungen bedingt sind (technische Spezifikationen für den Netzzugang, Speicherzugang über Ein- und Auslagerung, zonenbezogener Bilanzausgleich, wenn der Transit umgeleitet wurde usw.).
122. Der Anreiz dafür, 2008 Erdgas in Belgien/Frankreich zu verkaufen, wird daher von den Margen und den dortigen Marktpreisen abhängig sein. Diese Margen müssen mit denen auf dem britischen, italienischen und spanischen Markt verglichen werden. Die Parteien haben zwar versucht, die verfügbaren Überschussmengen zu beziffern, aber keine vergleichende Analyse der Margen vorgenommen. Dieser Faktor ist jedoch maßgeblich, um den Anreiz, Erdgas auf diesem oder jenem Markt zu verkaufen, zu bestimmen.
123. Schließlich stimmen die Schätzungen der Parteien für die verfügbaren Kapazitäten an den Einspeisepunkten nach Belgien nicht unbedingt mit den maximalen technischen Kapazitäten der Einspeisepunkte, die von der CREG geschätzt wurden, überein.⁵⁰ Die Zahlen der Parteien sind zu hoch angesetzt. Darüber hinaus würden die Erdgasüberschussmengen auf dem britischen, italienischen und spanischen Markt voraussetzen, dass die auf diesen Märkten tätigen Erdgasunternehmen keinen Gebrauch

⁵⁰ Antwort auf den Fragebogen der Phase II vom 14. Juli 2006.

von den Flexibilitätsklauseln machen, die es bei langfristigen Take-or-pay-Verträgen ermöglichen, die Abnahmemenge zu reduzieren.⁵¹

124. Im Hinblick auf die empirischen Evidenzen bestätigt die Marktuntersuchung zu den als überschüssig angenommenen Erdgasmengen die Ergebnisse [des Beratungsunternehmens]* nicht. Der Marktuntersuchung der Kommission zufolge dürften ab 2008 im Vereinigten Königreich, in Italien und in Spanien keine oder nur geringe Erdgasüberschussmengen vorliegen, die in keinem Fall ausreichen würden, um auf dem belgischen und französischen Markt wirksamen Wettbewerb mit der neuen Einheit herzustellen.

125. Im Übrigen würde ein Großteil dieser potenziellen Überschussmengen in Form von LNG vorliegen. Die Chancen, dass diese Überschussmengen nach Belgien und Frankreich umgeleitet werden können, werden dadurch erheblich geschmälert, und zwar aus zwei Gründen: Zum einen würde ein Weitertransport der LNG-Überschussmengen verfügbare Regasifizierungskapazitäten der LNG-Terminals in Zeebrugge oder der französischen LNG-Terminals in Montoir, Fos Tonkin und Fos Cavaou (Inbetriebnahme Ende 2007) voraussetzen. Nach Angaben der CREG und der Parteien⁵² sind jedoch die Kapazitäten der LNG-Terminals Zeebrugge, Fos Tonkin, Montoir und Fos Cavaou zu [90-100 %]^{*53}, [90-100 %]^{*54}, [80-90 %]^{*55} und [90-100 %]^{*56} gebucht. Da LNG weltweit gekauft wird⁵⁷, ist es im Übrigen wahrscheinlich, dass die Überschussmengen an LNG auf die finanziell attraktivsten Märkte wie den nordamerikanischen Markt oder sogar Asien weitergeleitet werden.⁵⁸ Zudem wäre überschüssiges und nicht direkt mit Tankschiffen weitergeleitetes LNG im Vergleich zu dem LNG, das direkt an das potenzielle Einfuhrland geliefert wird, kaum wettbewerbsfähig (nach Regasifizierungs- und Transportkosten).⁵⁹ Schließlich könnte ein Teil der Überschussmengen auf andere europäische Märkte wie beispielsweise den deutschen Markt umgeleitet werden, dessen Erdgasnachfrage infolge des Ausstiegs aus der Kernenergie stark steigen dürfte.⁶⁰

126. Im Vereinigten Königreich ist ein Rückgang der nationalen Erzeugung zu verzeichnen, der mit einem steigenden Inlandsverbrauch einhergeht.⁶¹ Es ist derzeit während der

⁵¹ Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006.

⁵² Antwort auf den Fragebogen der Phase II vom 14. Juli 2006 und Antwort der Parteien vom 27. Juli 2006.

⁵³ Von Distrigaz ([20-30 % für einen langfristigen Zeitraum]*), ExxonMobil/Quatar Petroleum ([40-50 % für einen langfristigen Zeitraum]*) und Tractabel ([10-20 % für einen langfristigen Zeitraum]*).

⁵⁴ Von Gaz de France Négoce.

⁵⁵ Von Gaz de France Négoce ab 2008.

⁵⁶ Von Gaz de France Négoce ab 2008 [60-70]*% und von Total [20-30]*%.

⁵⁷ Dem Verkehr von Flüssiggastankern sind weder durch die Entfernung noch durch die mit einem Pipelinenetz verbundenen Beschränkungen Grenzen gesetzt.

⁵⁸ Antwort von Wingas (Nr. 17302) vom 15. September 2006; Antwort von ENI (Nr. 17599) vom 21. September 2006; Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006; Antwort von Total (Nr. 17502) vom 19. September 2006.

⁵⁹ Antwort von Total (Nr. 17502) vom 19. September 2006.

⁶⁰ Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006.

⁶¹ Antwort von Centrica (Nr. 17450) vom 18. September 2006.

kurzen Sommersaison Nettoexporteur von Erdgas, bleibt aber dennoch ein Nettoimportland.⁶² Nach Belgien könnten die Erdgasmengen theoretisch über den Interconnector gelangen (im „reverse flow“); sie könnten jedoch schwerlich die französische Grenze erreichen.⁶³ Der Marktuntersuchung zufolge würde der Angebotsüberschuss im Jahr 2008 [5-10 %] betragen und innerhalb sehr kurzer Zeit stark zurückgehen, so dass ab 2009/2010 ein Angebotsdefizit vorliegen würde.⁶⁴ Infolgedessen würden die potenziellen Erdgasüberschussmengen schnell durch die steigende Binnennachfrage absorbiert und daher nicht ausreichen, um die Liquidität des belgischen Marktes durch wesentliche Einfuhren zu erhöhen. Wie es scheint, wird der Erdgaspreis im Vereinigten Königreich auch auf lange Sicht über den Preisen des Kontinents liegen, was die Anreize, nach Belgien zu exportieren, schmälert.⁶⁵

127. In Italien ist ein sehr starker Anstieg der Binnennachfrage zu verzeichnen, der hauptsächlich auf den steigenden Erdgasverbrauch zur Stromerzeugung zurückzuführen ist.⁶⁶ Der Marktuntersuchung zufolge wird es im Jahr 2008 keinen Angebotsüberschuss geben⁶⁷ bzw. wird dieser nur kurze Zeit dauern und schnell von der steigenden Binnennachfrage nach Erdgas absorbiert werden, so dass bereits zu Beginn des Zeitraums 2010/2015 ein Angebotsdefizit vorliegen wird.⁶⁸ Darüber hinaus wird sich der Marktuntersuchung zufolge die Inbetriebnahme der Terminals Brindisi und Rovigo, die in der Analyse [des Beratungsunternehmens]* einen der Pfeiler darstellen, stark verzögern und wahrscheinlich nicht vor 2012 erfolgen.⁶⁹ Im Übrigen besteht zwischen Italien und Frankreich keine direkte Verbindung.⁷⁰ Die Verbindung verläuft in Richtung Frankreich-Italien über das Schweizer Netz Transigaz. Was den Transport in Richtung Belgien anbelangt, so verläuft sie in Richtung Belgien-Italien über die Netze der Schweiz und Deutschlands. Die Umkehr der Fließrichtungen in Richtung Italien-Belgien oder Italien-Frankreich würde technische Anpassungen erfordern, die von den Netzbetreibern abhängig sind.⁷¹

⁶² Ebenda.

⁶³ Ebenda.

⁶⁴ Antwort von Total (Nr. 17502) vom 19. September 2006; Antwort von Centrica (Nr. 17450) vom 18. September 2006.

⁶⁵ Antwort von Total (Nr. 17502) vom 19. September 2006.

⁶⁶ Antwort der Autorità dell'Energia (Nr. 17527) vom 20. September 2006.

⁶⁷ Antwort von ENI (Nr. 17599) vom 21. September 2006.

⁶⁸ Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006; Antwort von Centrica (Nr. 17450) vom 18. September 2006.

⁶⁹ Antwort der Autorità dell'Energia (Nr. 17527) vom 20. September 2006. Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006. Vgl. auch den Artikel „Italy's Ten LNG Projects: Tough Sailing even for Frontrunners“, WGI, 26. Juli 2006, S. 8.

⁷⁰ Antwort von Total (Nr. 17502) vom 19. September 2006.

⁷¹ Ebenda.

128. Wie in Italien ist auch in Spanien ist ein sehr starker Anstieg der Binnennachfrage (um 6 % pro Jahr⁷²) zu verzeichnen, der hauptsächlich auf den steigenden Einsatz von Erdgas bei der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Der Marktuntersuchung zufolge würde der Nettosaldo von Angebot und Nachfrage im Jahr 2008 zwischen -1 % und 2 % und ab 2009/2010 deutlich im Minus liegen.⁷³ Im Übrigen ist der spanische Markt aufgrund der begrenzten Kapazität der Pipelines (Lacal und Euskadour) zwischen Spanien und der französischen TIGF-Zone schlecht an den französischen Markt angebunden. Zudem fließt das Erdgas nahezu ausschließlich in Richtung Frankreich-Spanien; eine Umkehr der Fließrichtung (in Richtung Spanien-Frankreich) würde umfangreiche technische Anpassungen erfordern.⁷⁴ Sie würde auch Buchungen von Einspeisekapazitäten in das Netz von TIGF, hauptsächlich in Larrau⁷⁵, sowie Kapazitätsbuchungen für die Koppelstellen zwischen französischen Zonen erfordern. Derzeit sind diese zu [90-100 %]* von GDF und Total gebucht. Die Einspeisekapazitäten nach Frankreich über die Zone von TIGF scheinen daher sehr begrenzt zu sein. Potenzielle Überschussmengen von spanischem Erdgas würden wahrscheinlich durch die steigende Binnennachfrage in Spanien absorbiert.
129. Zusammenfassend ist die Kommission der Ansicht, dass die Argumente der Parteien zum möglichen Vorliegen von Erdgasüberschussmengen, die ab 2008 nach Belgien und Frankreich transportiert werden könnten, in hohem Maße spekulativ sind. Die spezielle Marktuntersuchung hat den Standpunkt der Kommission bestätigt und den Bericht [des Beratungsunternehmens]* widerlegt. Infolgedessen haben die Schlussfolgerungen der Kommission zur Liquiditätsknappheit (unabhängig von den Parteien) auf den belgischen Erdgasmärkten weiter Bestand.

A.2.4.1 Horizontale Auswirkungen

A.2.4.1.1 Handelsmarkt am Hub

130. Auf dem Handelsmarkt an den beiden Hubs Zeebrugge NBP, die für die Zwecke dieser Entscheidung als zu demselben Markt gehörend betrachtet werden, wird der geplante Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb nicht erheblich behindern. Nach den von den Parteien vorlegten Zahlen beträgt ihr gemeinsamer Marktanteil nicht mehr als [0-5]* %.

⁷² Antwort der Comisión Nacional de Energía (Nr. 17308) vom 15. September 2006.

⁷³ Antwort von EDF (Nr. 17491) vom 19. September 2006.

⁷⁴ Ebenda.

⁷⁵ Larrau ist hauptsächlich ein Ausspeisepunkt und zu [90-100]*% von GDF gebucht. Einspeisungen über Larrau und Biriadou nach Frankreich sind mit rund 1,5 % der jährlichen Gesamteinspeisekapazität nach Frankreich extrem gering.

	2005	
	gehandelt in TWh	Stellung (%)
Suez (Distrigaz + Electrabel)	[...]*	[0-5]*
Gaz de France (GDF + Gaselys)	[...]*	[0-5]*
Parteien gesamt	[...]*	[0-5]*
Gehandelt gesamt	6003	100

Quelle: Anmeldung (S. 105 ff.) und eigene Berechnungen

131. Weiterhin hat die CREG in ihrer Studie aus Juli 2006 zum Funktionieren des Hubs Zeebrugge festgestellt, dass keine Hinweise auf eine beherrschende Stellung eines oder mehrerer Marktteilnehmer am Hub Zeebrugge vorliegen.⁷⁶ Der Studie zufolge betragen die Mengen, die von den beiden größten Unternehmen am Hub Zeebrugge gehandelt wurden, in der Summe nicht mehr als 17 % der insgesamt gehandelten Mengen. Da die Stellung der Parteien am NBP schwächer als am Hub Zeebrugge ist, wird ihre gemeinsame Stellung auf einem Markt, der den NBP und den Hub Zeebrugge umfasst, noch schwächer sein als am Hub Zeebrugge alleine sein. Die Marktuntersuchung hat im Übrigen keine Anzeichen für eine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs auf diesem Markt ergeben.
132. Die Verpflichtungszusage der Parteien, die Kontrolle von Distrigaz & Co. über die Zugangsinfrastrukturen des Hubs Zeebrugge aufzugeben, wird die Zugangsprobleme der anderen Marktteilnehmer, die mit Distrigaz als Trader am Hub konkurrieren, in jedem Fall verringern. Diese Zugangsprobleme wurden in der Mitteilung der Beschwerdepunkte unter den Wettbewerbsproblemen genannt. Die vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen, die die Liquidität des Hubs erhöhen sollen, um so die Marktzutrittsschranken auf den Erdgasmärkten Belgiens zu senken, sehen den Verzicht auf die Kontrolle des Zugangs durch Distrigaz vor. Weiterhin werden durch diese Abhilfemaßnahmen, ebenfalls zur Erhöhung der Liquidität des belgischen Marktes, Probleme im Zusammenhang mit dem Funktionieren des Hubs ausgeräumt, die in der Mitteilung der Beschwerdepunkte genannt wurden; so gewährleisten die Verpflichtungszusagen die Fortführung der Back-up-Dienstleistungen und die Geltung des Verhaltenskodex für die Regelung des Zugangs zum Hub.

A.2.4.1.2 Märkte für die Lieferung von Gas

Überblick über die belgischen Märkte für die Lieferung von Erdgas

133. In der Anmeldung schlagen die Parteien einen einzigen Markt für die Lieferung von Erdgas an alle zugelassenen Kunden vor. Die Kommission hat jedoch mehrere Faktoren festgestellt, die auf kleinere relevante Märkte hinweisen, wie im Kapitel „relevante Märkte“ näher ausgeführt wurde. Bei der wettbewerblichen Würdigung werden daher diese unterschiedlichen Märkte untersucht.
134. Die von den Parteien für alle Märkte der Erdgaslieferung an zugelassene Kunden übermittelten Daten zeigen jedoch, welche Auswirkungen der angemeldete

⁷⁶ Studie F060719-CREG-554 vom 19.7.2006 über die notwendigen Maßnahmen zur Verbesserung des Funktionierens der Liquidität des Hubs Zeebrugge, Ziffer 52.

Zusammenschluss insgesamt auf alle diese Märkte für die Lieferung von Erdgas haben wird. Die Daten wurden durch die Daten der CREG bestätigt.⁷⁷

Tabelle 1: Gesamtheit der Märkte für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Endkunden in Belgien

	2003		2004		2005	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[70-80]*	[...]*	[50-60]*	[...]*	[50-60]*
ECS	[...]*	[15-20]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[20-30]*
Suez gesamt	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*
GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
ALG Négoce	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Luminus	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
SPE	[...]*		[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF gesamt ⁷⁸					[...]*	[10-15]*
Suez + GDF gesamt	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Wingas	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
BP	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Nuon	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Essent	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
EBEM	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	135,1	100	175,27	100	188,42	100

Quelle: Anmeldung

135. Wie im Kapitel „relevante Märkte“ ausgeführt, muss zwischen der Lieferung von H-Gas und L-Gas unterschieden werden. Die folgende Tabelle zeigt die Wettbewerbssituation auf allen Märkten für die Lieferung von H-Gas zum einen und von L-Gas zum anderen. Hervorzuheben ist, dass die gemeinsame Stellung der Parteien auf den Märkten für die Lieferung von L-Gas noch stärker als auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas ist. Dies beruht vor allem auf den stärker entwickelten Aktivitäten der GDF-Gruppe im Bereich L-Gas.

⁷⁷ Antwort der CREG (Nr. 13256) vom 14.7.2006 auf Frage 47 des Fragebogens vom 6.7.2006.

⁷⁸ Da die neue SPE-Gruppe im Juni 2005 gegründet wurde, sind die Parteien der Ansicht, dass der Ausdruck „GDF gesamt“ für die Jahre 2003 und 2004 nicht relevant ist.

Tabelle 2: Gesamtheit der Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an zugelassene Endkunden (2005)

	H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[60-70]*	[...]*	[20-30]*
ECS	[...]*	[15-20]*	[...]*	[40-50]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*
GDF	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
SPE (einschl. ALG und Luminus)	[...]*	[0-5]*	[...]*	[10-15]*
GDF GESAMT	[...]*	[10-15]*	[...]*	[15-20]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Wingas	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*
Nuon	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Essent	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
EBEM	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	142,68	100	45,74	100

Quelle: Anmeldung

136. Aus den obigen Tabellen geht hervor, dass Suez mit einem Marktanteil von über oder um 80 % in den letzten drei Jahren der beherrschende Marktteilnehmer war. Nach der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften und des Gerichts erster Instanz können besonders hohe Marktanteile ohne weiteres den Beweis für eine beherrschende Stellung darstellen.⁷⁹ Der Gerichtshof gab an, dies sei bereits bei einem Marktanteil von 50 % der Fall.⁸⁰ Festzustellen ist, dass es Suez gelungen ist, ihre Marktanteile über Electrabel Customer Solutions (ECS), dem Versorger letzter Instanz für die meisten zugelassenen Kunden, die keinen Anbieter gewählt haben, zu stabilisieren. In ihrer Antwort auf die Entscheidung zur Einleitung einer zweiten Phase (Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) haben die Parteien im Übrigen nicht bestritten, dass Suez in Belgien auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas eine beherrschende Stellung innehat.
137. Der angemeldete Zusammenschluss würde diese beherrschende Stellung durch die Addition des Marktanteils von GDF von [10-15]* % bei der Lieferung von H-Gas und [15-20]* % bei der L-Gas-Lieferung verstärken. GDF ist auf den belgischen Gasliefermärkten über die 100 %ige Tochtergesellschaft GDF Belgique (Marktanteil jeweils [5-10]* % bei H-Gas und L-Gas) und die SPE-Gruppe (Marktanteil über[0-5]* % bei H-Gas und [5-10]* % bei L-Gas), die GDF gemeinsam mit Centrica kontrolliert, tätig. Nach der geplanten Transaktion hätten die Parteien somit auf allen belgischen Liefermärkten einen gemeinsamen Marktanteil von [90-100]* % bei H-Gas und von [90-

⁷⁹ Urteil des Gerichts erster Instanz vom 14. Dezember 2005 in der Rechtssache T-210/01 *General Electric/Kommission*, noch nicht veröffentlicht, Randnummer 115, unter Verweis auf die Rechtssache 85/76 *Hoffmann-La Roche/Kommission* 1979 Slg. 461, Randnummer 41, und die Rechtssache T-221/95 *Endemol/Kommission* 1999 Slg. II-1299, Randnummer 134. Siehe hierzu auch Absatz 17 der Leitlinien der Kommission zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse.

⁸⁰ Vgl. Urteil des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften in der Rechtssache C-62/86 *AKZO/Kommission* Slg. 1991, I-3359, Randnr. 60.

100]* % bei L-Gas. Infolgedessen würde der Zusammenschluss zu einem Anstieg des HHI⁸¹ von 6756 auf 8484, entsprechend einem Delta von 1728, bei H-Gas und von 6580 auf 9167, entsprechend einem Delta von 2587, bei L-Gas führen.

138. Dieser Überblick zeigt, dass GDF derzeit der erfolgreichste Neueinsteiger auf dem belgischen Markt ist und zum Hauptkonkurrenten von Suez geworden ist. Die Marktanteile der übrigen neuen Anbieter bleiben weit hinter denen von GDF zurück. Der angemeldete Zusammenschluss würde somit den aktivsten Wettbewerber ausschalten und dadurch die Auswirkungen der Liberalisierung auf die belgischen Märkte für die Lieferung von Erdgas erheblich beeinträchtigen.

Analyse der einzelnen Märkte

A.2.4.1.2.1 Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger

139. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger hat Suez einen Marktanteil von [90-100]* % bei H-Gas und [90-100]* % bei L-Gas.⁸² Diese sehr hohen Marktanteile, die auch von CREG bestätigt wurden⁸³, deuten ohne weiteres auf das Vorliegen einer beherrschenden Stellung hin. Auf dem Markt für die Lieferung von Gas an Stromerzeuger ist GDF zurzeit noch nicht präsent. Der einzige Wettbewerber ist derzeit das Unternehmen Wingas, das Erdgas an ein Kraftwerk in Zandvliet im Hafengebiet von Antwerpen liefert. Dieses Kraftwerk befindet sich am Standort von BASF, einer der beiden Muttergesellschaften von Wingas⁸⁴, und dient hauptsächlich der Stromversorgung des Antwerpener Standorts von BASF.

Tabelle 3: Märkte für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger (2005)

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Suez	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Wingas	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	56,39	100	54,77	100	1,62	100

Quelle: Anmeldung

⁸¹ HHI = Herfindahl-Hirschmann-Index. Dieser Index misst den Grad der Unternehmenskonzentration auf einem gegebenen Markt. Weitere Einzelheiten siehe Absatz 16 ff. der Leitlinien der Kommission zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse.

⁸² Die Kommission stellt fest, dass Kraftwerke nur sehr geringe Mengen L-Gas verbrauchen.

⁸³ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 47 des Fragebogens vom 6.7.2006.

⁸⁴ Wingas ist ein gemeinsames Unternehmen von BASF (Wintershall) und Gazprom.

140. Der Versorgungsvertrag zwischen Suez und SPE, dem zweitgrößten Kraftwerksbetreiber Belgiens, läuft allerdings bald aus, so dass eine reelle und große Chance besteht, in diesen Markt einzusteigen.
141. Ohne das angemeldete Fusionsvorhaben wäre GDF für den Einstieg in diesen Markt am besten aufgestellt. Zum einen verfügt GDF über einen direkten Zugang zu Gaserzeugern und über ausreichende Einspeisekapazitätsrechte. Zum anderen hat sich GDF als zuverlässiger und wichtiger Lieferant von Industriekunden etabliert und in Frankreich Erfahrungen in der Belieferung und sogar im Betrieb von Gaskraftwerken erworben. Als Muttergesellschaft von SPE hätte GDF auch gute oder sogar bessere Chancen als andere Wettbewerber, einschließlich Wingas, eine Ausschreibung von SPE für die Belieferung ihrer Kraftwerke zu gewinnen. Da die Stromerzeugungskapazität von SPE vor allem aus gasbetriebenen Kraftwerken besteht, wäre das Volumen der von SPE neu zu verteilenden Verträge ganz enorm.⁸⁵ Aus diesen Gründen ist GDF als potenziell größter Wettbewerber von Suez auf dem Markt für die Lieferung von Gas an Stromerzeuger zu sehen.
142. Der angemeldete Zusammenschluss wird somit GDF als den am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerber ausschalten, dadurch die beherrschende Stellung von Suez auf dem Markt für die Gaslieferung an Stromerzeuger verstärken und wirksamen Wettbewerb auf diesem Markt erheblich behindern.

A.2.4.1.2.2 Märkte für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer

143. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer, der auch die Verkäufe an kommunale Zweckverbände, Versorger letzter Instanz (z. B. ECS) und andere Wiederverkäufer (z. B. Essent, Nuon) umfasst, hat Suez mit Marktanteilen von [80-90]* % bei H-Gas bzw. [80-90]* % bei L-Gas bereits eine beherrschende Stellung inne. Die Marktanteile von GDF betragen zwischen [10-15]* % bei H-Gas und [10-15]* % bei L-Gas. Durch den angemeldeten Zusammenschluss werden die Parteien somit nicht zu umgehende Versorger sein und [90-100 %]* des Marktes sowohl bei H-Gas als auch bei L-Gas beherrschen. Suez und GDF sind übrigens die Einzigen, die L-Gas nach Belgien einführen, so dass künftig jeder L-Gas-Wiederverkäufer in Belgien zwangsläufig bei der neuen Einheit, die ein Monopol besitzen wird, kaufen muss. Im Übrigen schaltet die Transaktion GDF als den einzigen Wettbewerber aus, dem es gelungen ist, sich auf diesen Märkten zu etablieren.
144. Aus diesen Gründen wird der angemeldete Zusammenschluss die beherrschende Stellung von Suez auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Wiederverkäufer verstärken und wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

⁸⁵ Der Anmeldung zufolge (S. 110, Formblatt CO, Teil 1) beläuft sich der jährliche Gasverbrauch der von SPE betriebenen Kraftwerke auf [10-20]* TWh.

Tabelle 4: Märkte für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer (2005)

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Suez	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*
GDF	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Gesamt	74,76	100	36,98	100	37,78	100

Quelle: Anmeldung

A.2.4.1.2.3 Märkte für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden

145. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden hat Suez mit Marktanteilen von [70-80]* % bei H-Gas und [80-90]* % bei L-Gas eine beherrschende Stellung. GDF erreicht Marktanteile von [15-20]* % bei H-Gas und [15-20]* % bei L-Gas.⁸⁶ Der einzige ernsthafte Wettbewerber ist das Unternehmen Wingas, das nur H-Gas liefert. Nach der geplanten Transaktion werden die Parteien einen gemeinsamen Marktanteil von [80-90]* % bei H-Gas und [90-100]* % bei L-Gas besitzen, so dass die neue Einheit bei L-Gas zum nicht zu umgehenden Versorger wird. Durch Ausschalten des Wettbewerbers GDF, der am erfolgreichsten in diese Märkte eingestiegen ist, wird der angemeldete Zusammenschluss so die beherrschende Stellung von Suez auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas sowie von L-Gas an große Industriekunden verstärken und dadurch wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

⁸⁶ Die CREG gibt auf der Grundlage ihrer Marktdefinition (die nur die an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Kunden berücksichtigt, siehe oben) für Suez leicht höhere und für GDF leicht geringere Marktanteile an. Da das Marktvolumen nach der Definition der CREG geringer ist, beinhaltet dies, dass ein erheblicher Teil der Industriekunden von GDF, die von den Parteien als große Industriekunden betrachtet werden, an das Verteilernetz angeschlossen ist. Vgl. Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 47 des Fragebogens vom 6.7.2006.

Tabelle 5: Märkte für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden (2005)

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[60-70]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[50-60]*
ECS	[...]*	[10-15]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[20-30]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[80-90]*
GDF	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*
SPE (einschl. ALG und Luminus)	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[80-90]*	[...]*	[90-100]*
Wingas	[...]*	[5-10]*	[...]*	[10-15]*	[...]*	[0-5]*
Nuon	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	82,04	100	62,03	100	20,01	100

Quelle: Anmeldung

A.2.4.1.2.4 Märkte für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbetunden

146. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbetunden hat Suez derzeit mit Marktanteilen von [60-70]* % bei H-Gas und [70-80]* bei L-Gas eine beherrschende Stellung. GDF kommt auf [20-30]* % bei H-Gas und [10-15]* % bei L-Gas.⁸⁷ Durch die geplante Transaktion werden die Parteien einen gemeinsamen Marktanteil von [80-90]* % bei der Lieferung von H-Gas und [80-90]* % bei der Lieferung von L-Gas an kleine Industrie- und Gewerbetunden erreichen. Nuon ist mit einem Anteil von weniger als 10 % vertreten, während der Marktanteil von Essent unter [0-5]* % liegt und Wingas auf diesem Markt überhaupt nicht aktiv ist.
147. Die Wettbewerbsfähigkeit von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbetunden beruht auch darauf, dass sie aufgrund ihres direkten Zugangs sowohl zu Gas als auch zu Elektrizität (über ihre Tochtergesellschaft SPE) in der Lage ist, duale Verträge für Strom- und Erdgas anzubieten. Wie im Abschnitt über die belgischen Strommärkte näher erläutert, haben diese dualen Angebote auf den Märkten für die Lieferung von Gas und Strom an kleine Industrie- und Gewerbetunden sowie an Haushaltskunden besondere Bedeutung. Aus den dort genannten Gründen vertrauen diese Kundengruppen einem einzigen Versorger für Gas und Strom mehr als andere. Wie unter den Randnummern 162 ff. und 201 ff. erläutert, ist GDF derjenige Wettbewerber, der neben Suez den besten Zugang zu Erdgas in Belgien hat. Zudem verfügt GDF über einen direkten Zugang zur Stromerzeugungskapazität von

⁸⁷ Die Statistiken der CREG, die alle an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden (Industrie- und Gewerbetunden sowie Haushaltskunden in Flandern) umfassen, bestätigen die Zahlen, die von den Parteien für die Märkte der Gaslieferung an kleine Industrie- und Gewerbetunden zum einen und an Haushaltskunden in Flandern zum anderen übermittelt wurden.

SPE. Die Kapazität von SPE ist in Belgien installiert, was verglichen mit den Kosten niederländischer Wettbewerber niedrigere Lieferkosten beinhaltet.

148. Hervorzuheben ist, dass die Wettbewerber im Bereich der Lieferung von L-Gas (Nuon und Essent) sämtlich Wiederverkäufer sind, die sich bei der aus der Fusion hervorgehenden Gruppe eindecken müssen. Die Wettbewerbsfähigkeit dieser Wiederverkäufer von L-Gas wird durch die Transaktion weiter geschmälert, da ihr Einkaufspreis die Marge des künftigen Monopolisten beinhaltet, der gleichzeitig ihr Wettbewerber auf dem Markt für die Lieferung von Gas an kleine Industrie- und Gewerbekunden ist. Der angemeldete Zusammenschluss wird somit die beherrschende Stellung von Suez auf dem Markt für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an kleine Industrie- und Gewerbekunden verstärken und dadurch wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

Tabelle 6: Märkte für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden (2005)

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[60-70]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[70-80]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[60-70]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[70-80]*
GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
SPE (einschl. ALG und Luminus)	[...]*	[15-20]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[10-15]*
GDF GESAMT	[...]*	[15-20]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[10-15]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*
Nuon	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[10-15]*
Essent	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	24,06	100	12,91	100	11,15	100

Quelle: Anmeldung

A.2.4.1.2.5 Märkte für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Haushaltskunden

149. Die Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Haushaltskunden sind derzeit nur in Flandern, wo die Haushaltskunden seit 1. Juli 2003 zugelassen sind, für den Wettbewerb geöffnet. In den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt werden Haushaltskunden erst ab 1. Januar 2007 zugelassen sein.
150. Das Gericht erster Instanz hat vertreten, dass das Fehlen jeglichen Wettbewerbs auf den Gasmärkten gemäß der Gasrichtlinie jede Schlussfolgerung, nach der die Bedingungen von Artikel 2 Absatz 3 der Fusionskontrollverordnung erfüllt seien, ausschließe.⁸⁸ Es stellte insbesondere fest, dass die Kommission nicht bewerten könne, ob der Zusammenschluss die Einführung wirksamen Wettbewerbs im Rahmen des verbindlichen Zeitplans der Gasrichtlinie verhindern würde.⁸⁹

⁸⁸ Urteil vom 21. September 2005 in der Rechtssache T-87/05, EDP Energias de Portugal, SA/Kommission der Europäischen Gemeinschaften, noch nicht veröffentlicht, Randnr. 116 ff.

⁸⁹ Rechtssache T-87/05, Randnr. 127.

151. Die Wettbewerbssituation, die zum Zeitpunkt des Erlasses der Entscheidung oder zum Zeitpunkt der Öffnung der fraglichen Märkte für den Wettbewerb bestanden habe, stelle eine objektive Gegebenheit dar, die durch die unterbliebene Anwendung eines rechtlichen Kriteriums nicht berührt werde.⁹⁰ Das Gericht erster Instanz gab in seinem Urteil in der Rechtssache 87/05 (EDP) auch an, dass die Kommission die unmittelbaren Folgen eines Zusammenschlusses, wenn es sie gebe, prüfen könne und sie bei dessen Gesamtbewertung berücksichtige.⁹¹ In jenem Fall hätte eine unmittelbare Auswirkung des Zusammenschlusses in der durch die Verpflichtungszusagen geänderten Form darin bestanden, die Öffnung bestimmter Märkte in Bezug auf den Zeitplan der Gasrichtlinie vorzuziehen.⁹²
152. Wenn die Kommission einen Zusammenschluss untersuche, müsse sie sich zudem prüfen, ob eine unmittelbare und sofortige Auswirkung des Zusammenschlusses die erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs sein würde. Dabei könne sie gegebenenfalls die Auswirkungen eines Zusammenschlusses in naher Zukunft in Betracht ziehen.⁹³
153. Im vorliegenden Fall hat der angemeldete Zusammenschluss keine unmittelbare Auswirkung auf den Zeitplan für die Öffnung des Marktes für die Erdgaslieferung an Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel. Hinsichtlich der von der Kommission vorgenommenen Gesamtbewertung werden daher keine unmittelbaren positiven Auswirkungen auf die Wettbewerbsbedingungen dieses Marktes festgestellt. Der Zusammenschluss könnte sich im Gegenteil, obwohl dieser Markt formell bis Ende 2006 nicht für den Wettbewerb geöffnet ist, sofort auf die Vorbereitung der potenziellen Wettbewerber auf die Öffnung des Marktes für den Wettbewerb auswirken. Im Besonderen schaltet der Zusammenschluss GDF sofort als potenziellen Wettbewerber von Distrigaz in Wallonien und Brüssel aus und schafft Hindernisse für den Markteintritt weiterer potenzieller Wettbewerber. Die sofortige Wirkung dieser Hindernisse könnte darin bestehen, von Investitionen im Hinblick auf den Markteintritt ab 2007 abzuhalten. Durch den Zusammenschluss könnte für Suez auch der Anreiz entfallen, mit Blick auf die Marktöffnung bereits jetzt wettbewerbsfähigere Preise oder sonstige Konditionen zur Kundenbindung anzubieten.
154. Zum Zeitpunkt der Annahme dieser Entscheidung wird die Wettbewerbsöffnung der Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden gemäß belgischem Recht und der Gasrichtlinie unmittelbar bevorstehen. Infolgedessen wird sich der Zusammenschluss sofort auf die geschäftlichen Entscheidungen der Fusionsparteien und Dritter auswirken und dadurch Folgen für die Wettbewerbsbedingungen in sehr naher Zukunft haben. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass es zweckmäßig ist, die Auswirkungen auf den Wettbewerb, die bereits jetzt unmittelbar bevorstehen und ab Januar 2007 in vollem Umfang auf diesen Märkten eintreten werden, zu berücksichtigen.

⁹⁰ Rechtssache T-87/05, Randnr. 131.

⁹¹ Rechtssache T-87/05, Randnr. 124.

⁹² Rechtssache T-87/05, Randnr. 125.

⁹³ Rechtssache T-5/02 Tetra Laval/Kommission, Slg. 2002, II-4381, Randnr. 153.

155. Angesichts dieses kurz bevorstehenden und gewissen Liberalisierungsprozesses müssen nicht nur die Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die Wettbewerbslage in der Region Flandern, sondern auch die Auswirkungen auf den potenziellen Wettbewerb in den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt untersucht werden.
156. GDF besitzt unabhängig von der Definition der räumlichen Märkte auf den Märkten für die Lieferung von Gas an Haushaltskunden einen Wettbewerbsvorteil, da GDF aufgrund ihres direkten Zugangs sowohl zu Gas als auch zu Elektrizität (über ihre Tochtergesellschaft SPE) in der Lage ist, duale Strom- und Gasverträge anzubieten. Aus den im Abschnitt über die kleinen Industrie- und Gewerbekunden und im Abschnitt über die belgischen Strommärkte genannten Gründen stellt diese Fähigkeit auch für den Wettbewerb auf dem Markt für die Gaslieferung an Haushaltskunden einen wesentlichen Vorteil dar.
157. In Flandern hat Suez mit einem Marktanteil von [70-80]* % sowohl bei H-Gas als auch bei L-Gas eine beherrschende Stellung. Der Anmeldung zufolge ist der Verbrauch von H-Gas und L-Gas mit jeweils [40-50/40-50]* % und gleichem Marktanteil gleichmäßig verteilt.⁹⁴ Suez ist im Bereich der Versorgung von Haushaltskunden über ihre Tochtergesellschaft ECS tätig, die von mehreren flämischen Gemeindezweckverbänden als Versorger letzter Instanz gewählt wurde. GDF ist vor allem über Luminus, eine Tochtergesellschaft von SPE, tätig und kommt auf einen Marktanteil von [15-20]* %. Nach der geplanten Transaktion werden die Parteien somit einen gemeinsamen Marktanteil von [90-100]* % besitzen. Infolgedessen wird der angemeldete Zusammenschluss die beherrschende Stellung von Suez auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Haushaltskunden in Flandern verstärken und dadurch wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

Tabelle 7: Flämischer Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden (2005)

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
GDF	[...]*		[...]*		[...]*	
Luminus	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*
SPE City Power	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*	[...]*	[15-20]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Nuon	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Essent	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
EBEM	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	25,94	100	12,97	100	12,97	100

Quelle: Anmeldung

⁹⁴ Vgl. S. 175, Formblatt CO, Teil 1. Diese Schätzung beruhe auf den an verschiedenen Einspeisepunkten der Verteilernetze gemessenen Volumina und gelte für die Verkäufe aller Anbieter.

158. In Wallonien wird die Erdgaslieferung an Haushaltskunden vom 1. Januar 2007 an vollständig liberalisiert sein. Derzeit werden alle wallonischen Haushaltskunden von den kommunalen Zweckverbänden versorgt. Der Lütticher Zweckverband A.L.G. hat bereits jetzt Luminus, ein Unternehmen der SPE-Gruppe, als Versorger letzter Instanz für diejenigen Haushaltskunden benannt, die ihren Versorger bis zum 1. Januar 2007 nicht frei wählen werden.⁹⁵ Nach Schätzungen der Parteien werden Suez (über ECS) und GDF (insbesondere über Luminus) im Jahr 2007 einen Marktanteil von [40-50]* % bzw. [30-40]* % haben. Die geplante Transaktion schaltet somit GDF aus, die nach den Prognosen der Parteien der stärkste Wettbewerber von Suez auf dem liberalisierten Markt sein wird. Der angemeldete Zusammenschluss wird somit eine beherrschende Stellung der neuen Gruppe auf dem wallonischen Markt für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Haushaltskunden begründen und dadurch wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

Tabelle 8: Schätzungen der Parteien für den wallonischen Markt der Gaslieferung an Haushaltskunden (2007)⁹⁶

	H- und L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[40-50]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[40-50]*
GDF	[...]*	[0-5]*
ALG Négoce	[...]*	[30-40]*
Luminus	[...]*	[0-5]*
SPE	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[30-40]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*
Nuon	[...]*	[15-20]*
Essent	[...]*	[0-5]*
Gesamt	10,4	100

Quelle: Anmeldung

159. Für die Region Brüssel-Hauptstadt, in der die Haushaltskunden nur mit L-Gas versorgt werden und spätestens ab 1. Januar 2007 zugelassen sein werden, schätzen die Parteien, dass Suez (über ECS) im Jahr 2008 einen Marktanteil von [90-100]* % besitzen, GDF dagegen rund [0-5]* % erreichen wird.⁹⁷ Die Parteien betrachten Nuon und Essent als ihre Hauptwettbewerber. Auch wenn die von den Parteien prognostizierte Stellung von GDF nicht so stark wie in Flandern oder Wallonien ist, wird GDF von den Parteien dennoch als einer der Hauptwettbewerber von Suez nach der Marktöffnung im Jahr 2007 angesehen. Die geplante Transaktion wird somit einen wichtigen potenziellen

⁹⁵ http://www.alg.be/news_libe.html.

⁹⁶ Anm.: Die Schätzungen der Parteien messen ALG-Négoce höhere Marktanteile zu. Infolge der Benennung von Luminus als Versorger letzter Instanz durch A.L.G. ist allerdings wahrscheinlich, dass Luminus höhere Marktanteile als ALG Négoce erreicht.

⁹⁷ Die Parteien übermittelten Schätzungen für 2008, weil der 1. Januar 2007 als Termin für die Öffnung des Brüsseler Marktes erst im Laufe dieses Verfahrens festgelegt wurde.

Wettbewerber auf dem liberalisierten Markt ausschalten, dadurch eine beherrschende Stellung der neuen Gruppe auf dem Brüsseler Markt für die Lieferung von L-Gas an Haushaltskunden begründen und so wirksamen Wettbewerb auf diesem Markt erheblich behindern.

Tabelle 9: Schätzungen der Parteien für den Brüsseler Markt der Gaslieferung an Haushaltskunden (2008)⁹⁸

	L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[90-100]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[90-100]*
GDF	[...]*	[0-5]*
ALG Négoce	[...]*	[0-5]*
Luminus	[...]*	[0-5]*
SPE	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[0-5]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*
Nuon	[...]*	[0-5]*
Essent	[...]*	[0-5]*
Gesamt	7,45	100

Quelle: Anmeldung

160. Auf nationaler Ebene wird die geplante Transaktion zu Additionen von Marktanteilen führen, wie die folgende Tabelle zeigt. Die Stellungen der Parteien und der Dritten unterscheiden sich zwar regional, doch das Fazit bleibt gleich: Suez wird (über ECS) auch auf einem nationalen Markt für die Lieferung von Erdgas (sowohl bei H-Gas als auch bei L-Gas) eine beherrschende Stellung innehaben. Diese beherrschende Stellung wird durch die Übernahme von GDF, dem bei weitem größten Wettbewerber, verstärkt. Auch auf der Grundlage eines nationalen Marktes für die Lieferung von Gas an Haushaltskunden wird der angemeldete Zusammenschluss somit wirksamen Wettbewerb auf diesen Märkten erheblich behindern.

⁹⁸ Es ist darauf hinzuweisen, dass die Kommission bei ihrer Untersuchung des Brüsseler Marktes die Schätzungen der Parteien für 2008, dem ersten vollen Jahr nach der Liberalisierung, zugrunde gelegt hat. Die Schätzungen der Parteien messen ALG-Négoce höhere Marktanteile zu. Infolge der Benennung von Luminus als Versorger letzter Instanz durch A.L.G. ist allerdings wahrscheinlich, dass Luminus höhere Marktanteile als ALG Négoce erreicht.

Tabelle 10: Belgischer Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden

	H- und L-Gas		H-Gas		L-Gas	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Distrigaz	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[70-80]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[80-90]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[70-80]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[80-90]*
GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ALG Négoce	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*
Luminus	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*
SPE City Power	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[15-20]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[10-15]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
Nuon	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*
Essent	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
EBEM	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	38,64	100	18,22	100	20,42	100

Quelle: Anmeldung. Berechnung auf der Grundlage der tatsächlichen Verkäufe in Flandern und der Schätzungen der Parteien für Wallonien und Brüssel-Hauptstadt. Die geschätzten Verkäufe in Brüssel-Hauptstadt werden in vollem Umfang als Verkäufe von L-Gas betrachtet, während die Verkäufe in Wallonien nach dem gleichen Schlüssel wie in Flandern aufgeteilt werden, d. h. $[40-50]*/[40-50]*$ %.

A.2.4.2 Der angemeldete Zusammenschluss schaltet den erfolgreichsten Wettbewerber von Suez aus

161. Über die Addition der Marktanteile hinaus besteht die zweite horizontale Auswirkung des geplanten Zusammenschlusses in der Ausschaltung von GDF als den Wettbewerber, der seit seinem Einstieg in die belgischen Gasmärkte den stärksten Wettbewerbsdruck auf Suez ausgeübt hat. Durch eine ganze Reihe von Wettbewerbsvorteilen, die kein anderer Neueinsteiger auf ähnliche Weise besitzt, ist es GDF gelungen, diese Position des größten Herausforderers von Suez zu erlangen.
162. Die Wettbewerbsfähigkeit von GDF ist vor allem das Ergebnis der Kombination der folgenden Vorteile:
- etabliertes Unternehmen in einem großen Nachbarland Belgiens,
 - Zugang zu einem breiten und diversifizierten Gasportfolio, einschließlich von LNG,
 - Zugang zu H-Gas und L-Gas in Belgien,
 - Speichermöglichkeit für L-Gas in Frankreich,
 - vorrangige Zugangsrechte zu H-Gas-Speichern in Belgien,
 - Miteigentum und gemeinsamer Betrieb einiger Transitachsen (SEGEO) und Mitkontrolle einiger Einspeisepunkte,
 - umfangreiche Buchungen und Kapazitäten an einigen Einspeisepunkten in das belgische Netz.

A.2.4.2.1 Etabliertes Unternehmen in einem großen Nachbarland

163. GDF ist zwar nicht das einzige derzeit oder potenziell aktive Unternehmen auf dem belgischen Markt, das auch in einem Nachbarland etabliert ist, unterscheidet sich jedoch von den anderen „incumbents“. Die engen Beziehungen zwischen Frankreich und Belgien sowie die Präsenz zahlreicher französischer Großunternehmen stellen Wettbewerbsvorteile dar. Aufgrund der langjährigen Geschäftsbeziehungen, die GDF zu diesen Unternehmen in Frankreich unterhält, ist GDF auch in Belgien ein bevorzugter Ansprechpartner.

A.2.4.2.2 Zugang zu einem breiten und diversifizierten Gasportfolio, einschließlich von LNG

164. Den Angaben in der Anmeldung zufolge ist GDF der drittgrößte Erdgasimporteur auf dem europäischen Markt ([5-10]* % des Gesamteinkaufsvolumens) hinter ENI ([10-15]* %) und E.ON Ruhrgas ([10-15]* %). Der Anmeldung zufolge ist GDF auch der größte europäische Importeur von LNG (mit [20-30]* % des Gesamteinfuhrvolumens in den EWR). GDF besitzt somit ein sehr breit gefächertes und stark diversifiziertes Erdgasportfolio, das ihr ausreichende Flexibilität verleiht und das Vermögen, über das gewiss auch andere Akteure verfügen, den belgischen Markt zu versorgen.

A.2.4.2.3 Zugang zu H-Gas und L-Gas in Belgien

165. Bei der Erdgasversorgung in Belgien spielt L-Gas (Nennbrennwert 9,769 kWh/m³(n)) eine wichtige Rolle. Rund 30 % des belgischen Erdgasverbrauchs entfallen auf L-Gas⁹⁹; in der Region Brüssel-Hauptstadt macht L-Gas nahezu 100 % der Erdgaslieferungen aus. Wie die Tabellen des vorangehenden Kapitels zeigen, hat L-Gas auf allen Liefermärkten einen hohen Anteil; die einzige Ausnahme stellt die Belieferung der Kraftwerke dar. Sowohl bei den „großen“ als auch bei den „kleinen“ Industrie- und Gewerbekunden ist zu berücksichtigen, dass diese Unternehmen oft an mehreren Standorten tätig sind, die nicht unbedingt alle mit derselben Erdgasart versorgt werden. Um ein umfassendes Angebot unterbreiten zu können und in der Lage zu sein, die gesamte Nachfrage der Kunden (bestehende und potenzielle) zu befriedigen, muss ein Erdgasversorger somit in seinem Portfolio unbedingt über L-Gas verfügen.
166. Derzeit verfolgt nur Wingas eine Markteintrittsstrategie, die ausschließlich auf H-Gas beruht. Wingas scheint sich allerdings derzeit auf die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden und an das Kraftwerk der Muttergesellschaft BASF am Standort Zandvliet zu beschränken. Den Zahlen der Anmeldung zufolge machen die Lieferungen an dieses Kraftwerk fast [20-30]* % der Lieferungen von Wingas in Belgien aus. Andere neue Anbieter wie Nuon und Essent verfolgen eine auf der Lieferung von H-Gas und L-Gas basierende Strategie. Der Zugang zu L-Gas ist daher für einen Anbieter, der auf allen Ebenen erfolgreich in die belgischen Erdgasmärkte einsteigen möchte, unumgänglich.
167. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte lassen die Parteien vernehmen, dass die Zahl der Kunden, die sowohl H-Gas als auch L-Gas verbrauchen würden, gering sei.¹⁰⁰ Zur Untermauerung ihres Arguments beziehen sich die Parteien auf Zahlen von Distrigaz. Es ist möglich, dass die Parteien in Bezug auf den Kundenstamm von Distrigaz Recht haben. Bei einem neuen Anbieter wie GDF ist diese Situation jedoch ganz anders. Tatsächlich war im Jahr 2005 der größte L-Gas-Kunde von GDF in Belgien gleichzeitig der drittgrößte H-Gas-Kunde von GDF in Belgien.¹⁰¹
168. Die einzigen europäischen L-Gas-Erzeuger sind die Niederlande und Deutschland. In Deutschland wird die L-Gas-Erzeugung jedoch hauptsächlich auf dem Binnenmarkt abgesetzt, und die fehlende Menge wird aus den Niederlanden eingeführt. Aus Deutschland wird kein L-Gas auf den belgischen Markt eingeführt.¹⁰²
169. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass GDF und Suez die einzigen Marktteilnehmer sind, die in Belgien über L-Gas verfügen. Beide Parteien haben sehr langfristige Verträge mit [...] *¹⁰³ geschlossen, die fast ausschließlich niederländisches L-Gas

⁹⁹ Antwort der CREG (Nr. 13256) vom 14.7.2006 auf Frage 26 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

¹⁰⁰ Randnr. 272 der Antwort.

¹⁰¹ Seiten 216 ff. der Anmeldung (Teil I).

¹⁰² Antwort der CREG (Nr. 13256) vom 14.7.2006 auf Frage 26 des Fragenkatalogs vom 6.7.2006.

¹⁰³ [...] *.

vermarktet.¹⁰⁴ Nach Angaben der Parteien hat Suez mit [...] einen Vertrag geschlossen, der bis [...] läuft und zumindest [90-100% seines Einfuhrvolumens] von 2005 deckt.¹⁰⁵ GDF hat einen bis Oktober [...] laufenden Vertrag mit [...] über eine vertraglich festgelegte Jahresmenge (ACQ) von [...] bis [...] Mrd. m³ sowie einen Vertrag über eine Menge von [...] m³, der bis Oktober [...] läuft, mit einer Option für GDF auf eine Verlängerung bis Oktober [...].¹⁰⁶

170. Wettbewerber wie Nuon und Essent, die L-Gas in Belgien verkaufen möchten, sind gezwungen, bei Distrigaz oder GDF in Belgien zu kaufen. Den von der Kommission eingeholten Informationen zufolge sind die Einspeisekapazitäten in das belgische Netz in Poppel und Zandvliet mindestens bis [...] von Distrigaz und GDF ausgebucht. Für die Zeit nach [...] hat GDF bereits für die Hälfte der Einspeisekapazität Transitkapazitäten gebucht. Die Marktuntersuchung hat jedoch gezeigt, dass die Kapazität vorgelagert, d. h. auf der niederländischen Seite, bis 2016 vollständig gebucht ist.¹⁰⁷ Aufgrund ihrer langfristigen Bezugsverträge mit [...] und da es keinen anderen potenziellen Importeur gibt, hat Distrigaz keine Eile, Buchungen vorzunehmen. Im Übrigen bucht Distrigaz vor allem Transportkapazitäten für [...], und aus den von Fluxys übermittelten Daten geht hervor, dass Transportkapazitätsbuchungen über den 31. Dezember 2007 hinaus sehr selten sind.¹⁰⁸ Da ihnen Einfuhren für eigene Rechnung nicht möglich sind, müssen sich die Wettbewerber von Distrigaz und GDF daher mit der Rolle des Wiederverkäufers von L-Gas begnügen. Da diese Wiederverkäufer bei ihren direkten Wettbewerbern, d. h. Distrigaz und GDF, kaufen müssen, ist es ihnen praktisch unmöglich, ihnen wirksam Konkurrenz zu machen.¹⁰⁹

171. Technisch ist es möglich, H-Gas mit Hilfe einer Konditionierungsanlage, die das H-Gas mit Stickstoff „verdünnt“, in L-Gas umzuwandeln. In Belgien gibt es zwei Anlagen zur Umwandlung von H-Gas in L-Gas, eine in Loenhout (am Standort der Übertageanlagen des Untergrundspeichers) und eine in Lillo (in der Nähe von Antwerpen). Die Kapazität dieser Anlagen beträgt 400 000 m³(n)/h (bezogen auf L-Gas), und die Umwandlung steht vom 15. November eines Kalenderjahres bis zum 28. Februar des Folgejahres zur Verfügung, mit der Möglichkeit der Verlängerung um den März (gegen Zahlung eines

¹⁰⁴ Nach Angaben der CREG ist der Anteil der Bezugsverträge mit alternativen Erzeugern (die auf kleinen Erdgasfeldern tätig sind) in der Praxis sehr gering. Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 26 des Fragebogens vom 6.7.2006.

¹⁰⁵ Antwort der Parteien (Nr. 15038) vom 14.08.2006 (Ausdruck der Antwort per E-Mail vom 11.8.2006) auf Frage 10 des Fragebogens vom 4.8.2006.

¹⁰⁶ Antwort der Parteien (Nr. 15038) vom 14.08.2006 (Ausdruck der Antwort per E-Mail vom 11.8.2006) auf Frage 10 des Fragebogens vom 4.8.2006.

¹⁰⁷ Vgl. <http://www.gastransportservices.nl/gastransport/nl/2006/informatiediensten/transportinformatie> (Lange termijn indicatie capaciteiten). Dies widerlegt das Argument, „alle niederländischen Unternehmen können L-Gas nach Belgien transportieren, indem sie die Dienste von GTS und Fluxys in Anspruch nehmen“ (Randnr. 261 der Antwort).

¹⁰⁸ Antworten von Fluxys vom 2.8.2006 [Nr. 14444] und vom 17.8.2006 [Nr. 15203].

¹⁰⁹ Vgl. auch Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 26 des Fragebogens vom 6.7.2006.

Zuschlags von 47 300 Euro).¹¹⁰ Die Versorgung der Konditionierungsanlage von Loenhout ist im Übrigen nur gewährleistet, wenn die Speicheranlage im Auslagerungsbetrieb arbeitet. Aus technischen Gründen kann diese Konditionierungsanlage nur bei Außentemperaturen unter 0°C und vorzugsweise unter -5°C betrieben werden.¹¹¹ Die Erdgaskonditionierungsanlagen sind daher nur während eines kurzen Zeitraums des Jahres in Betrieb.

172. Die an das Fernleitungs- oder Verteilernetz für L-Gas angeschlossenen Kunden benötigen jedoch das ganze Jahr über Lieferungen. Dies zeigen auch die sehr konstanten L-Gas-Einfuhren durch GDF; es ist jedoch möglich, dass ein Teil dieser Mengen in dem von GDF in Frankreich betriebenen L-Gas-Speicher eingelagert wird. Auch Suez, die weder in Belgien noch in Frankreich über Speicherstandorte verfügt, hält ihre L-Gas-Einfuhren in den Sommermonaten auf einem sehr hohen Niveau (das Monatsmittel der L-Gas-Einfuhren in den Monaten Juni bis August 2005 lag bei etwa [40-50]* % des Monatsmittels für das ganze Jahr).¹¹²
173. Nach Angaben der CREG wurden die Konditionierungsanlagen zu [90-100 %]* von Distrigaz reserviert. Die Untersuchung der Kommission hat bestätigt, dass Distrigaz [90-100 %]* der Kapazität gebucht, jedoch nur sehr eingeschränkt genutzt hat.
174. Angesichts all dieser Faktoren gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass GDF gegenwärtig der einzige Wettbewerber von Distrigaz ist, der in Belgien über L-Gas verfügt und auf den verschiedenen Märkten für die Lieferung von L-Gas Wettbewerbsdruck auf Distrigaz ausübt. Darüber hinaus ist GDF auch der einzige Wettbewerber von Distrigaz, der über ein komplettes Erdgasportfolio verfügt. Damit ist GDF als einziger Wettbewerber von Distrigaz in der Lage, bestehenden und potenziellen Kunden ein Komplettangebot zu unterbreiten, das L-Gas und H-Gas umfasst. Aufgrund dieses umfassenden Portfolios hat GDF auch auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas eine stärkere Position. Wie dargelegt wurde, kann kein anderer bestehender oder potenzieller Neueinsteiger diesen erheblichen Wettbewerbsvorteil auf den belgischen Märkten vorweisen.

A.2.4.2.4 Hohe Flexibilität durch die Möglichkeit der L-Gas-Speicherung in Frankreich

175. GDF hat nicht nur Zugang zu L-Gas in Belgien, sondern auch die Möglichkeit, L-Gas in der von ihr betriebenen Speichergruppe in der Picardie in Frankreich zu speichern. Da GDF zudem hohe Transportkapazitäten für L-Gas zwischen Poppel (belgisch-niederländische Grenze) und Blaregnies (französisch-belgische Grenze) gebucht hat, ist sie in der Lage, benötigte L-Gas-Mengen wieder nach Belgien einzuführen.

¹¹⁰ Vgl. Antwort von Fluxys [Nr. 13514] vom 19.7.2006 (Eingangsdatum) auf Frage 25 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006 und Kapitel 2.7 der „Transportpreise und -bedingungen“ auf der Website von Fluxys: http://www.fluxys.be/pdf/2006/20060101_Conditions_and_Tariffs_Transport_F.PDF.

¹¹¹ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 25 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

¹¹² Antwort der Parteien (Nr. 14855) vom 10.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 9.8.2006) auf Frage 3 (Anhang Q3) des Fragebogens vom 4.8.2006.

176. Aufgrund der umfangreichen Buchungen für Blaregnies in Fließrichtung Nord-Süd kontrolliert GDF auch die in Süd-Nord-Richtung verfügbare Gegenstrommenge. So hat GDF die Möglichkeit, in Richtung Frankreich-Belgien bedingte Kapazitäten zu buchen, die festen Reservierungen vollkommen gleichwertig sind, aber weniger kosten, und macht von dieser Möglichkeit auch Gebrauch.¹¹³ Denn die „Bedingung“, an die „bedingte Reservierungen“ normalerweise geknüpft sind, d. h. ein physischer Volumenstrom, der mindestens den angefragten Kapazitäten entspricht, ist bei GDF für Blaregnies rein theoretisch. Denn GDF hat mehr als [80-90]*% der Ausspeisekapazität in Blaregnies in Fließrichtung Frankreich¹¹⁴ gebucht und kann durch Anpassen ihrer Nominierungen in diese Richtung die tatsächlich verfügbaren Gegenstromkapazitäten nach Belieben beeinflussen. So hat GDF (mit steigender Tendenz) bedingte Kapazitäten für den Transport in Richtung Frankreich-Belgien gebucht und über Blaregnies Lieferungen in umgekehrter Richtung von insgesamt [5-10]* TWh L-Gas in 2005 vorgenommen.¹¹⁵
177. Durch die Möglichkeit, L-Gas in Frankreich zu speichern und auf den belgischen Markt zu leiten, besitzt GDF gegenüber Distrigaz einen sehr wertvollen Wettbewerbsvorteil. Denn in Belgien gibt es keine Speicheranlagen für L-Gas. Distrigaz ist daher gezwungen, entweder Speicher in Frankreich bei ihrem Hauptwettbewerber GDF zu buchen¹¹⁶ oder die Flexibilität im Vorfeld einkaufen, insbesondere durch Anpassung der Liefermengen von [...] ¹¹⁷. Mehr Flexibilität bei der Belieferung bedingt jedoch zusätzliche Kosten für Distrigaz. Ein Vergleich der monatlichen L-Gas-Einfuhren von Distrigaz und GDF zeigt, dass die Verbrauchsprofilkurve von GDF saisonübergreifend wesentlich [...] ^{*} als die von Distrigaz verläuft. So betragen beispielsweise im Jahr 2005 die Einfuhren des Monats mit der größten Menge des Jahres (im Winter) bei Distrigaz mehr als [...] ^{*} der Einfuhren des Monats mit der geringsten Menge des Jahres (im Sommer); bei GDF betrug diese Verhältnis [...] ^{*}. Solche Unterschiede im Flexibilitätsprofil spiegeln sich normalerweise in den Einkaufspreisen wider. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass sowohl die kontrahierten Mengen als auch die von GDF über den Einspeisepunkt Poppel eingeführten L-Gas-Mengen um [...] ^{*} von Distrigaz liegen, was sich normalerweise in günstigeren Einkaufspreisen niederschlagen müsste. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestreiten die Parteien, dass die L-Gas-Bezugspreise von GDF bei [...] ^{*} unter denen von Distrigaz liegen. Nun ist aber unerheblich, ob die Einkaufspreise von GDF günstiger als die von Distrigaz sind; was zählt, ist, dass GDF

¹¹³ Antwort der Parteien (Nr. 15203) vom 17.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 16.8.2006) auf die Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.7., 9.8. und 12.8.2006.

¹¹⁴ E-Mail der Parteien vom 17.8.2006 (20:16 h) zu den Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.07., 9.8. und 12.8.2006.

¹¹⁵ Anmeldung, Formblatt CO, Teil 1, S. 60. Diese Menge entspricht [80-90]* % der L-Gas-Verkäufe von GDF in Belgien.

¹¹⁶ Distrigaz hat für 2006 und 2007 in erheblichem Umfang bedingte Transportkapazität für Blaregnies gebucht, was darauf hindeutet, dass Distrigaz tatsächlich auf den L-Gas-Speicher in Frankreich zurückgreift. Siehe Antwort der Parteien (Nr. 15203) vom 17.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 16.8.2006) auf die Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.07., 09.08. und 12.8.2006.

¹¹⁷ In geringerem Maße könnte Distrigaz auch auf die Konditionierungsanlagen und die Unterbrechung von Kunden zurückgreifen.

durch ihre Bezugsmenge und ihr Bezugsprofil sowie ihren Speicherzugang in Frankreich bei L-Gas mindestens genauso wettbewerbsfähig wie Distrigaz ist.

178. Kein derzeitiger oder potenzieller Wettbewerber außer Distrigaz und GDF verfügt bei L-Gas über vergleichbare Flexibilitätsquellen. Weder die deutschen noch die niederländischen Wettbewerber besitzen Transportkapazitäten, um L-Gas, das gegebenenfalls in den Niederlanden gespeichert wird, nach Belgien einzuführen. Was eine mögliche Speicherung in Deutschland anbelangt, ist daran zu erinnern, dass es zwischen Deutschland und Belgien keine L-Gas-Pipeline gibt. Daher sind alle Wettbewerber, die L-Gas in Belgien anbieten wollen, gezwungen, sich das Gas und die notwendige Flexibilität bei Distrigaz oder GDF zu beschaffen. In Zukunft wird es somit nur noch eine Quelle für L-Gas und die damit verbundene Flexibilität in Belgien geben. Es wird daher für diese Marktteilnehmer noch schwieriger sein, auf den nachgelagerten Liefermärkten mit der neuen Einheit wettbewerbsfähig zu sein.
179. Aus diesen Gründen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass GDF durch ihren Speicherzugang für L-Gas über ein Maß an Flexibilität verfügt, das es ihr ermöglicht, bei der Lieferung von L-Gas an die verschiedenen Abnehmergruppen in Belgien sehr starken Wettbewerbsdruck auf Distrigaz auszuüben.

A.2.4.2.5 Vorrangige Zugangsrechte zu H-Gas-Speichern in Belgien

180. In Belgien gibt es zwei Speicheranlagen für H-Gas, die beide von Fluxys betrieben werden: den Untergrundspeicher in Loenhout (Speicherkapazität 580 Mio. m³(n), „working capacity“) und für LNG die Peak Shaving Station in Dudzele (Speicherkapazität 261 000 m³ LNG, entsprechend 55 Mio. m³(n)) in der Nähe des LNG-Terminals in Zeebrugge.¹¹⁸ CREG weiß durch ihre Kontakte zu den Marktteilnehmern, dass es eine starke unbefriedigte Kapazitätsnachfrage gibt.¹¹⁹ Die Marktuntersuchung der Kommission hat diese Analyse der CREG bestätigt.
181. In den Speicherjahren 2004/2005 und 2005/2006 sowie im laufenden Speicherjahr 2006/2007 (vom 15. April 2006 bis zum 14. April 2007) wurde und wird [90-100 %]* der verfügbaren Kapazität von Dudzele von Distrigaz gebucht.
182. In Loenhout verfügte Distrigaz über [90-100]* % der Einlagerungs- und Auslagerungskapazitäten für das Speicherjahr 2004/2005 und über [80-90]* % dieser Kapazitäten für 2005/2006. In diesen Jahren war GDF der einzige alternative Marktteilnehmer, der über Speicherkapazität in Loenhout verfügte, und zwar [5-10]* % der Einlagerungs- und Auslagerungskapazitäten in 2004/2005 und [10-15]* % in 2005/2006. Für das laufende Speicherjahr besitzt Distrigaz [80-90]*% der Einlagerungs- und Auslagerungskapazitäten, GDF dagegen [10-15]*%.¹²⁰ Ein drittes Unternehmen verfügt über [0-5]* % dieser Kapazitäten.

¹¹⁸ Kapazitäten: Website von Fluxys http://www.fluxys.be/Index_Storage.htm und Website von FluxysLNG http://www.fluxyslng.net/Infra_Storage.htm.

¹¹⁹ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 21 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

¹²⁰ Antwort von GDF und Suez auf die Fragen 6 und 7 des Fragebogens vom 4.8.2006.

183. GDF verfügt somit über in Belgien über einen vorrangigen Speicherzugang. Ihre Kapazitäten steigen kontinuierlich von Jahr zu Jahr; zudem übersteigt ihr Speicherzugang den der Wettbewerber, von denen die meisten gar keinen Zugang haben, bei weitem. Der vorrangige Speicherzugang von GDF beruht vor allem auf der Struktur ihrer Kunden. Denn die knappen Speicherkapazitäten werden vorrangig den Netzbenutzern reserviert, die die Erdgasverteileranlagen beliefern (gemäß Artikel 15/11 des Gasgesetzes).¹²¹ Nach Angaben von Fluxys wurden in der Vergangenheit alle Speicherkapazitäten nach diesem Vorrangsrecht zugewiesen.¹²²
184. Nach Artikel 36 der „Bedingungen für den Zugang zum Fernleitungsnetz für die Speicheraktivitäten in Belgien“ von Fluxys werden die Ansprüche auf vorrangige Zuweisung einmal jährlich am 4. Januar auf der Grundlage der Entnahmekapazitäten der Verteilerunternehmen zur Versorgung an diesem Tag berechnet. Mit anderen Worten ist der „Marktanteil“, den ein Marktteilnehmer bei der Belieferung der an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden in den 12 Monaten vor dem Stichtag (4. Januar) erworben hat, maßgeblich für seine Ansprüche für das darauf folgende, am 15. April beginnende Speicherjahr.
185. Offenbar ist es GDF besonders gut gelungen, einen Kundenstamm aufzubauen, der aus an das Fernleitungsnetz und Verteilernetz angeschlossenen Kunden besteht, die einen Anspruch auf vorrangigen Speicherzugang begründen. Nach der Zuteilung der Speicherzugangsrechte für ein Jahr kann GDF über diese Kapazitäten frei verfügen (was auch bei allen anderen Kapazitätsinhabern der Fall ist). Fluxys kontrolliert somit nicht, ob die gespeicherten Mengen tatsächlich an Kunden, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, oder aber an andere Kunden geliefert werden (z. B. an Wiederverkäufer oder an das Fernleitungsnetz angeschlossene Kunden). GDF kann somit die Flexibilität, die ihr der Speicherzugang bietet, dazu nutzen, die Nachfrage ihrer Kunden und ihre verfügbaren Erdgasmengen in Belgien auszugleichen. GDF braucht infolgedessen in ihren Einfuhrverträgen weniger Flexibilität zu „kaufen“ und kann ihr Erdgas in Belgien zu wettbewerbsfähigeren Preisen anbieten. Ihr privilegierter Speicherzugang in Belgien verleiht GDF somit einen Wettbewerbsvorteil, der dazu führt, dass GDF als einziger Wettbewerber von Distrigaz über eine beachtliche Flexibilität „vor Ort“ verfügt.
186. Die CREG hat im Übrigen bestätigt, dass ein bestehender Speicherzugang ein hohes Maß an betrieblicher und geschäftlicher Flexibilität bietet.¹²³ Diese Flexibilität ermögliche nicht nur die Arbitrage, sondern auch den Ausgleich stündlicher und täglicher Bilanzkreisabweichungen und eine hohe Reaktionsfähigkeit gegenüber bestimmten Kunden, die sehr kurzfristige Lieferungen benötigen würden.
187. Diese im Vergleich zu den anderen Neuanbietern hervorragende Stellung von GDF wird durch die beschriebene Zuteilungsregel, die nur die Marktanteile zum Stichtag berücksichtigt, noch verstärkt. So sind die am 4. Januar festgestellten Marktanteile

¹²¹ Antwort von Fluxys [Nr. 13514] vom 19.7.2006 (Eingangsdatum) auf Frage 21 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

¹²² Idem.

¹²³ Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

ausschlaggebend für den Zugang zum Erdgasspeicher für einen Speicherzeitraum, der erst 15 Monate später endet und insbesondere den folgenden Winter umfasst. Diese Regel begünstigt somit diejenigen Unternehmen, die bereits Speicherzugang besitzen, folglich insbesondere Distrigaz, aber auch GDF. Ein neuer Anbieter, der nach dem 4. Januar einen an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden akquiriert, hat dagegen keine Chance, Speicherkapazität für das laufende Speicherjahr zu erhalten, umso mehr, als es in Belgien keinen Sekundärmarkt für Speicher gibt.

188. GDF profitiert somit vom belgischen Rechtsrahmen für die Allokation der Speicherkapazitäten zweifach: Zum einen hat GDF dank der Struktur ihres Kundenbestands einen vorrangigen Zugang, zum anderen wird dieser vorrangige Zugang durch die Stichtagsregelung gesichert. Wie die steigenden Anteile bei den zugewiesenen Speicherkapazitäten zeigen, hat GDF die Flexibilität, die sie durch den Speicherzugang gewonnen hat, geschickt genutzt, um jedes Jahr noch mehr an das Verteilernetz angeschlossene Kunden zu akquirieren. Dies verlieh erneut Anspruch auf zusätzliche Kapazitäten und löste so eine Aufwärtsspirale für GDF und auch für den Wettbewerb auf den belgischen Erdgasmärkten aus.
189. Wie weiter unten bei der Analyse der Marktzutrittsschranken gezeigt, ist GDF auch der (derzeitige oder potenzielle) Wettbewerber, der am besten aufgestellt ist, um auf Speicherkapazitäten für H-Gas im Ausland zuzugreifen. Im Gegensatz zu den niederländischen und deutschen Anlagen befinden sich die französischen Speicher in einer wirtschaftlicheren Entfernung von der belgischen Grenze, d. h. bei Porenspeichern weniger als 200 km entfernt. Wichtiger noch ist die Tatsache, dass der Einspeisepunkt in das belgische Netz (Blaregnies) im Gegensatz zu s'Gravenvoeren und Eynatten das ganze Jahr über Transportkapazitäten bietet. Aus den Antworten der Parteien geht in der Tat hervor, dass in den letzten [20-30]* Monaten Anfragen zu Transportkapazitäten über s'Gravenvoeren und Eynatten abgelehnt wurden.¹²⁴ Was Anfragen zu Einspeisekapazitäten zum Transit anbelangt, gab es im gleichen Zeitraum [10-20]* Ablehnungen in s'Gravenvoeren, etwa [10-20]* Ablehnungen für Eynatten 1 und [10-20]* Ablehnungen für Eynatten 2.¹²⁵ Wie weiter unten ausgeführt, teilt Fluxys auf ihrer Website mit, dass an den Einspeisepunkten Eynatten 1 und 2 und in s'Gravenvoeren im Januar und Februar 2007, d. h. in den Monaten, in denen ein Shipper eingelagerte Mengen benötigt, keine feste Kapazität verfügbar ist und dass sich die Lage im Winter 2007/2008 kaum bessern wird (laut Website von Fluxys).¹²⁶

A.2.4.2.6 Miteigentum und gemeinsamer Betrieb einiger Transitachsen (SEGEO) und infolgedessen Mitkontrolle einiger Ein- und Ausspeisepunkte

190. GDF hält 25 % des Kapitals von SEGEO, der Eigentümer- und Betreibergesellschaft der H-Gas-Transitpipeline, die s'Gravenvoeren an der belgisch-niederländischen Grenze mit

¹²⁴ Antwort der Parteien (Nr. 15038) vom 14.8.2006 (Papierfassung der Antwort per E-Mail vom 11.8.2006) auf Frage 4 des Fragebogens vom 04.8.2006.

¹²⁵ Antwort der Parteien (Nr. 15038) vom 14.8.2006 (Papierfassung der Antwort per E-Mail vom 11.8.2006) auf Frage 5 des Fragebogens vom 4.8.2006.

¹²⁶ http://www.fluxys.be/pdf/2006/20060405_freecapacitytabel.pdf.

Blaregnies an der französisch-belgischen Grenze verbindet. Diese Beteiligung begründet eine gemeinsame Kontrolle durch GDF und Fluxys, die die anderen 75 % hält.¹²⁷ Mit [90-100]* % der Buchungen, entsprechend [60-70]* % der technischen Gesamtkapazität (am Ausspeisepunkt Blaregnies), ist GDF auch der Hauptnutzer dieser Pipeline.

191. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestreiten die Parteien, dass die Beteiligung von GDF an SEGEO den Zugang von GDF zu dieser Pipeline erleichtern würde. Sie bestätigen jedoch, dass SEGEO von Fluxys und GDF gemeinsam kontrolliert wird.¹²⁸ Dabei ist daran zu erinnern, dass Buchungen von Transitzkapazitäten immer die Einspeisekapazität, die eigentliche Transitzkapazität und die Ausspeisekapazität umfassen. In Belgien braucht ein Shipper, der Transitzkapazität gebucht hat, somit keine Ein- und/oder Ausspeisekapazitäten zu buchen, weil diese in der Transitzkapazität inbegriffen sind.¹²⁹
192. Durch ihren direkten Zugang zu den Ein- und Ausspeisepunkten der Pipeline SEGEO, die auch zur Fernleitung von Erdgas zu Kunden in Belgien dient, hat GDF somit eine herausragende Stellung, um Erdgas zum Verkauf nach Belgien einzuführen. So hat GDF feste und bedingte Kapazitätsbuchungen und umfassende Nominierungen für die Wiedereinfuhr von H-Gas über Blaregnies nach Belgien vorgenommen. Wie im Zusammenhang mit L-Gas erläutert (siehe oben), profitiert GDF bei den bedingten Reservierungen von ihren festen Reservierungen für die Durchleitung von H-Gas aus den Niederlanden in Fließrichtung Frankreich, um ausreichend verfügbare Gegenstromkapazitäten nach Belgien zu sichern, für die GDF bedingte Transportkapazitäten gebucht hat.
193. GDF profitiert somit zweifach von ihrer Beteiligung an SEGEO: Erstens hat GDF einen leichteren Zugang zu Kapazitäten am Einspeisepunkt s'Gravenvoeren, um H-Gas nach Blaregnies zu leiten. Zweitens ist GDF durch ihre Kapazitätsbuchungen, die aufgrund der enormen, von GDF in Fließrichtung nominierten Gasmengen so gut wie fest sind, in der Lage, Erdgas nach Belgien einzuführen, das unter Nutzung der Gegenstromkapazitäten nach Blaregnies geleitet wird.
194. Kein anderer Wettbewerber außer Suez besitzt ähnliche Beteiligungen an einem Unternehmen, das Eigentümer und Betreiber von Fernleitungs- oder Transitzinfrastrukturen in Belgien ist. Aus den genannten Gründen stellt die Beteiligung von GDF an SEGEO einen erheblichen Wettbewerbsvorteil gegenüber ihren Wettbewerbern dar.

A.2.4.2.7 Umfangreiche Buchungen und Kapazitäten an einigen Einspeisepunkten in das belgische Netz

195. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass Blaregnies der einzige Grenzzort Belgiens mit hohen überschüssigen Einspeisekapazitäten ist, die daher fast ausschließlich GDF

¹²⁷ Siehe Anmeldung, Form CO, Vol. 1, S. 25.

¹²⁸ Randnr. 315 ff. der Antwort.

¹²⁹ Antwort von GDF und Suez vom 9.8.2006 auf Frage 1 vom 4.8.2006.

zur Verfügung stehen. Denn GDF verfügt auf der französischen Seite der belgisch-französischen Grenze über die weitaus größten Erdgasmengen. Im Übrigen sind die (geringeren) Mengen, die andere Marktteilnehmer (z. B. [...] Shipper), insbesondere über die Pipeline Troll, nach Blaregnies durchleiten, im Allgemeinen nicht zur Wiedereinspeisung nach Belgien verfügbar, da sie bereits in Frankreich (hauptsächlich an GDF) und zu einem geringen Teil in Italien und Spanien verkauft sind.

196. Der Einspeisepunkt Blaregnies L ermöglicht die bedingte Einspeisung von L-Gas. Wie bereits dargelegt, sind an diesem Einspeisepunkt dank der Mengen, die von GDF in Richtung Frankreich verfrachtet werden, ausreichend bedingte und quasi feste Kapazitäten verfügbar. GDF hat diese Situation genutzt und umfangreiche bedingte Einspeisekapazitäten kontrahiert, um ihre belgischen Kunden mit L-Gas zu beliefern, das von Poppel nach Frankreich geleitet und über Blaregnies, diesmal zur Fernleitung, wieder nach Belgien eingespeist wird.¹³⁰
197. Für H-Gas bietet der Einspeisepunkt Blaregnies SEGEO, der von GDF mitkontrolliert wird, sowohl feste als auch bedingte Kapazitäten. Die meisten festen Kapazitäten wurden von GDF gebucht. Auch hier verfügt GDF über [90-100]*% der Buchungen (und entsprechenden Nominierungen)¹³¹ in Richtung Belgien-Frankreich, so dass in großem Umfang bedingte Kapazität als quasi feste Kapazität verfügbar ist. Am 1. Januar 2006 und am 1. Januar 2007 waren nur [20-30]*% ([90-100 %]* für GDF) bzw. [0-5]* % der vermarktbareren festen Kapazitäten gebucht. Am 1. Januar 2006 verfügte GDF über [90-100 %]* der verbindlichen Buchungen, während am 1. Januar 2007 Distrigaz sowie ein Dritter (mit einer sehr geringen Menge: [0-5]* % der von GDF gebuchten Gasmenge) ebenfalls verbindliche Kapazitäten besaßen. Derzeit liegen für Blaregnies SEGEO keine Buchungen bedingter Kapazitäten vor.¹³²
198. Schließlich bietet der Einspeisepunkt Blaregnies Troll infolge der Buchungen (und Nominierungen) von GDF und anderen Shippern (z. B. aus [...]*), die insbesondere die französischen Märkte versorgen, bedingte Kapazitäten, die tatsächlich verfügbar sind. Am 1. Januar 2006 und am 1. Januar 2007 waren nur [30-40]*% der vermarktbareren

¹³⁰ Antwort der Parteien (Nr. 15203) vom 17.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 16.8.2006) auf die Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.7., 9.8. und 12.8.2006.

¹³¹ Kapazitätsbuchungen verleihen das Recht, Transport- oder Transitkapazitäten während des Zeitraums, für den sie gebucht wurden, zu nutzen (die Buchungen erfolgen normalerweise in m³(n)/h). Nominierungen bezeichnen die tatsächliche Inanspruchnahme der zuvor gebuchten Kapazität (die Nominierungen erfolgen normalerweise in m³ oder in MWh). Im Allgemeinen erfordern somit Nominierungen vorherige Buchungen, während Buchungen nicht immer und in vollem Umfang in Nominierungen enden, da es vorkommt, dass Buchungen nicht genutzt werden.

¹³² Antwort der Parteien (Nr. 15203) vom 17.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 16.8.2006) auf die Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.7., 9.8. und 12.8.2006. Die Parteien erklärten der Kommission, dass die Buchungen für die Einspeisepunkte nach Belgien nach der so genannten Snapshot-Methode analysiert werden müssten. Aus diesem Grund wird die Analyse auf der Grundlage des 1. Januar als Stichtag durchgeführt.

bedingten Kapazitäten gebucht. Auf GDF entfallen dabei [70-80]*% bzw. [60-70]*% der Buchungen zum 1. Januar 2006 und 2007.¹³³

199. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte argumentieren die Parteien, dass derzeitige oder potenzielle Wettbewerber wie Wingas, E.ON Ruhrgas oder ENI genauso wie GDF verfahren könnten. Diese Unternehmen, die ebenfalls über Transitzkapazitätsbuchungen verfügen würden, könnten diese nutzen, um Gegenstromkapazitäten zu belgischen Kunden zu buchen. Die Situation von GDF unterscheidet sich allerdings ganz grundlegend von der ihrer Wettbewerber. Zunächst bietet kein anderer Grenzpunkt so viel verfügbare Kapazität wie Blaregnies. Weiterhin besitzen die genannten Wettbewerber insbesondere Buchungen für die vTn/rTr-Pipeline, die den Interconnector (IZT) mit Eynatten verbindet. Diese Pipeline ist jedoch im Gegensatz zu SEGEO, Troll oder Schlochtern (L-Gas), in denen das Gas ausschließlich in Nord-Süd-Richtung fließt, durch starke Gasströme in beide Richtungen gekennzeichnet. Was die anderen Unternehmen angeht, die Kapazitäten von Troll (nach Süden) gebucht haben, bezweifelt die CREG, dass sie in der Lage sind, Gegenstromkapazitäten für Blaregnies zu nominieren, ohne Unterbrechungen zu riskieren.¹³⁴
200. An den beiden Einspeisepunkten von Eynatten ist bis März 2008 keine bedingte (und sehr wenig feste) Kapazität verfügbar, so dass eine Wiedereinspeisung im Gegenstrom dort nicht möglich ist.¹³⁵ Auch wenn am IZT noch bedingte Kapazitäten verfügbar sind, muss doch berücksichtigt werden, dass die Mengen dort weitgehend von deutschen und anderen Unternehmen zur Ausfuhr in das Vereinigte Königreich durchgeleitet werden. Für diese Unternehmen ist es daher schwieriger, das zur Ausfuhr bestimmte Erdgas zu ersetzen, als es für GDF ist, einen Teil des nach Frankreich, ihren Hauptmarkt, fließenden Erdgases zu ersetzen, wo GDF über ein umfangreiches Bezugsportfolio verfügt, um die nach Belgien wiederausgeführten Mengen auszugleichen.
201. Diese Analyse zeigt daher, dass die verschiedenen Einspeisepunkte in Blaregnies im Gegensatz zu den anderen Einspeisepunkten die höchsten verfügbaren Einspeisekapazitäten bieten. GDF kann von diesen freien Kapazitäten de facto am meisten profitieren.

A.2.4.3 Marktzutrittsschranken verstärken die horizontalen Auswirkungen

202. Die belgischen Erdgasmärkte sind durch zahlreiche Schranken gekennzeichnet, die den Markteinstieg neuer Wettbewerber oder das Wachstum bestehender Wettbewerber stark erschweren. Diese Schranken beruhen vor allem auf dem begrenzten Zugang Dritter zu dem in Belgien verfügbaren Erdgas und zu den verschiedenen Erdgasinfrastrukturen, die

¹³³ Antwort der Parteien (Nr. 15203) vom 17.8.2006 (Papierfassung der elektronisch übermittelten Antwort vom 16.8.2006) auf die Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens mit den Änderungen vom 27.7., 9.08. und 12.8.2006.

¹³⁴ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

¹³⁵ http://www.fluxys.be/pdf/2006/20060405_freecapacitytabel.pdf.

in hohem Maße von der Suez-Gruppe kontrolliert werden. Einige dieser Schranken werden durch die geplante Transaktion noch weiter angehoben. Dadurch ist sehr unwahrscheinlich, dass der bislang von GDF auf Suez ausgeübte Wettbewerbsdruck von anderen derzeitigen oder potenziellen Wettbewerber ausgeübt werden wird. Die abschreckende Wirkung der Marktzutrittsschranken auf den belgischen Märkten zeigt sich auch darin, dass drei große europäische Energiekonzerne, die versucht haben, in diese Märkte einzusteigen, ihre Aktivitäten in Belgien in den letzten Jahren aufgegeben oder ausgesetzt haben. Die Parteien bestätigen übrigens, dass der Einstieg in neue Märkte oft schwierig und kostenaufwändig ist. Sie sind der Ansicht, dass sich die Synergien, die sich aus „Einsparungen bei den Einstiegskosten in bestimmte Märkte“ ergeben, mit 100 Mio. Euro pro Jahr auf die Cashflows auswirken.¹³⁶

A.2.4.3.1 Zugang zu Erdgas

203. Wie weiter oben erwähnt, wurden im Jahr 2005 84 % der H-Gas-Mengen und 88 % der L-Gasmengen, die von den Importeuren zum Verbrauch in Belgien verkauft wurden, von Suez verkauft. Im gleichen Jahr entfielen 10 % der H-Gas-Mengen und 12 % der L-Gas-Mengen auf GDF. Nach dem angemeldeten Zusammenschluss wird die neue Gruppe somit Zugang zu 94 % des H-Gases und 100 % des L-Gases haben, die in Belgien verbraucht werden.
204. Suez und GDF führen das Erdgas im Wesentlichen über Langfristverträge nach Belgien ein. Bei H-Gas fielen im Jahr 2005 [70-80]* % der von Suez eingeführten Mengen und [80-90]*% der von GDF eingeführten Mengen unter Langfristverträge mit einer Laufzeit von mehr als [10-20]* Jahren. Bei L-Gas fallen [90-100]*% der Mengen, die von Suez und GDF im Jahr 2005 eingeführt wurden, unter Langfristverträge mit einer Laufzeit von mehr als [10-20]* Jahren.
205. Wie weiter unten im Abschnitt „Zugang zu Infrastrukturen“ erläutert, kann der Zeebrugger Hub den Marktteilnehmern, die in den belgischen Markt einsteigen wollen, nur begrenzt Liquidität bieten. Im Übrigen wäre es für einen neuen Anbieter aufgrund der schwachen mittel- und langfristigen Entwicklung des Marktes am Hub riskant, sich ausschließlich über den Hub mit Erdgas zu versorgen.
206. Die mächtige Stellung der neuen Gruppe auf Ebene des in Belgien verfügbaren Erdgases wird durch die neuen Erdgasbezugsquellen, die GDF auf europäischer Ebene einbringen wird, verstärkt. GDF ist der weltweit viertgrößte Erdgaskäufer und besitzt das am stärksten diversifizierte Bezugsportfolio Europas.¹³⁷ Auch die anderen etablierten europäischen Unternehmen verfügen über langfristige Bezugsverträge. Die Parteien schätzen jedoch, dass die Bezugsmenge der neuen Einheit deutlich über der ihrer europäischen Hauptwettbewerber liegen wird.¹³⁸ Im Übrigen rechnen sie kurzfristig

¹³⁶ Finanzmitteilung der Parteien vom 4. Mai 2006 „Confirmation du calendrier de la fusion et synergies revues à la hausse“ (Bestätigung des Zeitplans der Fusion und nach oben korrigierte Synergien), http://www.gazdefrance.com/upload/documents/archives/20060504_synergies_fr_1146718862.pdf.

¹³⁷ Website von GDF: <http://www.gazdefrance.com/public/page.php?iddossier=176>.

¹³⁸ Vgl. Anmeldung, Formblatt CO, Teil 1, S. 45 ff.: [60-70]* Gm³ für die neue Gruppe ([40-50]* Gm³ für GDF und [20-30]* Gm³ für Suez), gegenüber [60-70]* Gm³ für ENI, [50-60]* Gm³ für E.ON Ruhrgas, [40-50]* Gm³ für Centrica und [20-30]* Gm³ für Gas Natural. Der Geschäftsbericht 2005 von GDF (S. 28) gibt

durch die Optimierung ihres Erdgasbezugs mit Synergien in der Größenordnung von 250 Mio. Euro.¹³⁹

207. GDF verfügt insbesondere über einen ausgezeichneten Zugang zu LNG, was die Diversität und Flexibilität ihres Portfolios noch vergrößert. Der Anmeldung zufolge führt GDF [5-10]* Gm³ LNG nach Europa ein; dies entspricht [20-30]* % der europäischen Einfuhren. Dem Geschäftsbericht 2005 zufolge entfielen 24 % des Bezugs von GDF (in Höhe von 669 TWh) auf LNG, was eher 11-14 Gm³ entspricht. Der Anmeldung zufolge hat Suez 2005 [5-10]* Gm³ LNG eingeführt, d. h. [5-10]* % der europäischen Einfuhren. Die neue Einheit wird somit der bei weitem größte LNG-Importeur Europas sein; die neue Gruppe besitzt [...] * Flüssiggastanker (und [...] * bestellte) und chartert regelmäßig [...] * weitere Schiffe; zudem wird sie den Zugang zu [...] * (in Zukunft [...] *) der größten LNG-Terminals Europas kontrollieren, insbesondere den Zugang zu den beiden für Belgien sehr wichtigen Terminals in Zeebrugge und Montoir.

A.2.4.3.2 Zugang zu Infrastrukturen

208. Die Lieferung von Erdgas setzt den Zugang zu Infrastrukturen wie Fernleitungs- und Verteilernetzen, LNG-Terminals und Speicheranlagen voraus. Der Zugang erfolgt über Kapazitätsbuchungen und anschließende Nominierungen. Während Buchungen das Recht auf die Nutzung einer bestimmten Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt begründen, sind Nominierungen die Ausübung dieses Rechts, d. h. die tatsächliche Nutzung der gebuchten Kapazität. Diese Kapazitätsbuchungen sind für den Wettbewerb von entscheidender Bedeutung.

209. Einige dieser Infrastrukturen werden direkt von der Suez-Gruppe kontrolliert, insbesondere über ihre Tochtergesellschaft Distrigaz & Co., die den überwiegenden Teil der Transitkapazitäten vermarktet. Andere Infrastrukturen werden von Fluxys betrieben, die wiederum ebenfalls von Suez kontrolliert wird.

A.2.4.3.2.1 Kontrolle von Fluxys

210. Suez hält 57,2 % der Anteile von Fluxys und konsolidiert dieses Unternehmen in ihrem Jahresabschluss. Nach Artikel 22 der Satzung von Fluxys¹⁴⁰ verleiht jeder Anteil das Recht auf eine Stimme. Suez besitzt somit bei Fluxys auch 57,2 % der Stimmrechte.

211. In der Anmeldung wird Fluxys durchweg als Tochtergesellschaft der Suez-Gruppe dargestellt.¹⁴¹ In ihrer Antwort auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1

allerdings eine Gesamtbezugsmenge von 669 TWh an, was eher 55-60 Gm³ entspricht. Die Gesamtmenge der Parteien ist daher wahrscheinlich in der Anmeldung zu niedrig angesetzt.

¹³⁹ Finanzmitteilung der Parteien vom 4. Mai 2006 „Confirmation du calendrier de la fusion et synergies revues à la hausse“ (Bestätigung des Zeitplans der Fusion und nach oben korrigierte Synergien), http://www.gazdefrance.com/upload/documents/archives/20060504_synergies_fr_1146718862.pdf.

¹⁴⁰ http://www.fluxys.be/pdf/2006/Fluxys_ArticlesOfAssociation_060509_FR.pdf.

¹⁴¹ Vgl. zum Beispiel die Seiten 11 und 26 ff. des Formblatts CO, Teil 1.

Buchstabe c) beginnen die Parteien dagegen, die Kontrolle von Suez über Fluxys in Frage zu stellen.¹⁴² Sie machen geltend, Fluxys sei von Suez rechtlich unabhängig und eine börsennotierte Aktiengesellschaft. Während einer Besprechung mit dem Case-Team am 26. Juli 2006 machten die Parteien zudem geltend, dass Suez Fluxys nicht kontrolliere, weil Suez nicht das Recht habe, die Mehrheit der Verwaltungsratsmitglieder von Fluxys zu benennen.

212. Die von den Parteien angeführten Argumente können jedoch die Schlussfolgerung, dass Fluxys von Suez kontrolliert wird, nicht widerlegen. Erstens verfügt Suez über die Stimmrechtsmehrheit auf der Hauptversammlung von Fluxys und übt damit Kontrolle über Fluxys aus.¹⁴³ Zweitens wird im Aktionärsvertrag von Fluxys angegeben, dass die Parteien [des Aktionärsvertrages] dafür Sorge tragen, dass 13 der 21 Verwaltungsratsmitglieder von Fluxys aus dem Kreis der den von Suez vorgeschlagenen Anwärter benannt werden. Im Hinblick auf die Frage der Kontrolle gemäß der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 ist unerheblich, dass 4 dieser Verwaltungsratsmitglieder so genannte „unabhängige Verwaltungsratsmitglieder“ sind. Der entscheidende Punkt bei der Frage der Kontrolle ist das Recht von Suez, ihre Benennung zu fordern. Aus diesen Gründen müssen die Argumente der Parteien, die die Kontrolle von Suez über Fluxys bestreiten, zurückgewiesen werden.
213. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte behaupten die Parteien, dass die Frage, wer Fluxys im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 „kontrolliert“, nicht relevant sei. Dem kann sich die Kommission nicht anschließen. Auch wenn Fluxys eine von Distrigaz rechtlich unabhängige Gesellschaft ist, gehört sie doch zur Suez-Gruppe und wird im Jahresabschluss von Suez konsolidiert. Die Kommission hat die Bestimmungen des Gasgesetzes zur Kenntnis genommen, auf die sich die Parteien beziehen und die die Unabhängigkeit des Netzbetreibers gewährleisten sollen. Diese Bestimmungen stellen jedoch das Vorliegen einer Kontrolle von Suez über Fluxys gemäß Artikel 3 der Fusionskontrollverordnung nicht in Frage. Im Übrigen geht aus den fortwährenden Diskussionen zwischen der CREG und Fluxys über etwaige Interessenskonflikte von Fluxys im Zusammenhang mit dem Betrieb des LNG-Terminals und den Investitionsplänen für das Fernleitungsnetz hervor, dass der belgische Regulierer nicht voll und ganz davon überzeugt ist, dass diese Regeln ihr Ziel, d. h. die Unabhängigkeit des Betriebs, immer erreichen.

A.2.4.3.2.2 Fernleitungs- und Transitnetz

214. In Belgien gibt es ein integriertes Fernleitungs- und Transitnetz. Dies beinhaltet, dass dasselbe Netz, d. h. dieselben Pipelines, sowohl für den Inlandtransport zu den Ausspeisepunkten auf belgischem Hoheitsgebiet als auch für die Durchleitung durch Belgien von einem Nachbarland zu einem anderen genutzt werden. Eine Ausnahme stellt der Hub von Zeebrugge dar, dessen Anschluss an das Netz als Transitanschluss betrachtet wird.

¹⁴² Absätze 38-43 der Antwort.

¹⁴³ Vgl. Mitteilung der Kommission über den Begriff des Zusammenschlusses, Absatz 13.

215. Fluxys betreibt dieses Transport-/Transitnetz unter technischen Gesichtspunkten; so müssen alle Nominierungen der Shipper für den Transport oder Transit bei Fluxys vorgenommen werden. Die Kapazitäten des integrierten Netzes werden dagegen gemeinsam vermarktet: Während Fluxys für die Vermarktung der Transportkapazitäten (national) und der Transitkapazitäten für L-Gas zuständig ist, werden die Transitkapazitäten für H-Gas im Wesentlichen (vor allem rTr/VTN, Troll und SEGEO) von den Eigentümern oder Betreibern der Transitpipelines vermarktet, insbesondere von DISTRIGAZ & Co. und SEGEO. Dieses System der getrennten Vermarktung der Kapazitäten des integrierten Transit-/Transportnetzes verkompliziert den Betrieb des Netzes und bewirkt, dass die buchbaren Kapazitäten für die Shipper weniger transparent sind.
216. Es ist daran zu erinnern, dass Transitkapazitätsbuchungen i) die Einspeisekapazität, ii) die eigentliche Transitkapazität und iii) die Ausspeisekapazität umfassen. Bei Buchungen von Transportkapazität ist die Situation ähnlich, mit dem Unterschied, dass sie die Kapazität am Ausspeisepunkt in Belgien umfassen. Dieses System führt dazu, dass Transport- und Transitbuchungen bei den Einspeisekapazitäten konkurrieren und damit potenzielle Engpässe schaffen. Festzustellen ist allerdings, dass die wichtigsten Einspeisepunkte an den von DISTRIGAZ & Co. und SEGEO vermarkteten Transitachsen liegen (z. B. IZT, ZPT, Eynatten, s'Gravenvoeren, Blaregnies (Troll und SEGEO), LNG-Terminal und Hub Zeebrugge). Zudem werden Transitkapazitäten im Allgemeinen langfristig gebucht (für mehrere Jahre), während Transportkapazitäten in der Regel kurzfristiger gebucht werden.

Knappheit der verfügbaren Einspeisekapazitäten

217. Den von Fluxys veröffentlichten Informationen zufolge gibt es im Januar und Februar 2007 an keinem Einspeisepunkt verfügbare feste Kapazität, mit Ausnahme von Zandvliet H und Blaregnies SEGEO.¹⁴⁴ In den anderen Monaten bis März 2008 liegen die verfügbaren festen Kapazitäten durchweg unter 3 % für ZPT und IZT, unter 4 % für s'Gravenvoeren und unter 5 % für die beiden Einspeisepunkte von Eynatten. Die einzigen Einspeisepunkte mit verfügbaren festen Kapazitäten sind Blaregnies SEGEO und Zandvliet H. Die Einspeisepunkte Blaregnies SEGEO und Zandvliet H sind nun aber ganz besondere Einspeisepunkte: Das aus Frankreich kommende H-Gas, das über Blaregnies SEGEO eingespeist werden könnte, ist mit Geruchsstoffen versetzt, während Erdgas in Belgien nicht odorisiert wird; es muss also eine Desodorierungsanlage durchlaufen. Was den Einspeisepunkt Zandvliet H angeht, so geht aus den von der CREG übermittelten Informationen hervor, dass die vorgelagerte Kapazität (auf der niederländischen Seite) nicht ausreicht. Dies wird vom niederländischen Netzbetreiber bestätigt, der am betreffenden Ausspeisepunkt bis Ende 2012 keine verfügbaren Kapazitäten ausweist.¹⁴⁵ Zudem liegt dieser Einspeisepunkt an einem lokalen 66 bar-Netz (im Gegensatz zum üblichen Druck von 80 bar), was die Zahl der Ausspeisepunkte, die vertraglich mit diesem Punkt verbunden werden können, stark einschränkt.
218. Den von den Parteien vorlegten Informationen zufolge sind offenbar einige Einspeisepunkte überbucht. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte

¹⁴⁴ http://www.fluxys.be/pdf/2006/20060405_freecapacitytabel.pdf.

¹⁴⁵ <http://www.gastransportservices.nl/gastransport/nl/2006/informatiediensten/transportinformatie>.

erläuterten die Parteien, dass diese scheinbaren Überbuchungen auf „Entry-Exit-Agreements“ für den IZT und auf Verträge über den Transit von ZPT zum IZT und zum Hub zurückzuführen seien.¹⁴⁶ Die Kommission befragte hierzu die CREG, die die Erläuterungen der Parteien bestätigte.

219. Am offensichtlichsten sind die Auswirkungen des Zusammenschlusses am Einspeisepunkt s’Gravenvoeren, dem Haupteinspeisepunkt für H-Gas aus den Niederlanden. Distrigaz und GDF hatten dort am 1. Januar 2006 [40-50]* % bzw. [40-50]* % der festen Kapazität gebucht; zum 1. Januar 2007 haben sie dort [40-50]* % bzw. [40-50]* % der festen Kapazität gebucht.
220. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestritten die Parteien das Fehlen freier Kapazitäten, trotz der Angaben auf der Website von Fluxys. Die Parteien verweisen auf ihre Antwort vom 24. Mai 2006 auf den Fragebogen der Kommission vom 14. Mai 2006. In dieser Antwort hätte Fluxys für die verschiedenen Einspeisepunkte eine Übersicht vorgelegt, die „einen Schnappschuss des Standes der gebuchten Kapazitäten für einen zufällig [d. h. von Fluxys] gewählten Tag jedes Quartals zwischen April 2006 und Dezember 2012“ enthalten habe. Diese Übersicht würde für den „Schnappschuss“ der zum 15. April 2007, 15. Juli 2007, 15. April 2008 und 15. Januar 2009 registrierten Buchungen zeigen, dass noch an allen Einspeisepunkten nach Belgien, mit Ausnahme von Poppel und Zandvliet L, Kapazität verfügbar sei.
221. Die Parteien räumen jedoch ein, dass die Einspeisepunkte s’Gravenvoeren, Poppel, Zandvliet L und Eynatten 1 und 2 selbst auf der Grundlage der am 24. Mai 2006 übermittelten Daten zum 15. Oktober 2007 ausgebucht sind. S’Gravenvoeren und Eynatten sind für die niederländischen und deutschen Wettbewerber die wichtigsten Einspeisepunkte nach Belgien.
222. Die Parteien folgern: „Alle Einspeisepunkte nach Belgien, mit Ausnahme von Poppel und Zandvliet L, weisen während mindestens 85 % der Zeit verfügbare Kapazität auf“.¹⁴⁷
223. Zur Antwort der Parteien ist Folgendes zu bemerken: Zunächst ein methodischer Aspekt: Die von den Parteien empfohlene „Schnappschuss“-Methode vermittelt nur ein sehr unscharfes Bild von der Engpasssituation der Einspeisepunkte und des Netzes. Dies beruht darauf, dass die Lieferverträge mit den Kunden im Allgemeinen für mindestens 12 Monate geschlossen werden. Bevor sich ein Lieferant auf einen solchen Vertrag einlässt, muss er somit sicherstellen, dass er über genügend feste Kapazität verfügen wird, um seinen vertraglichen Verpflichtungen nachkommen zu können. Feste Kapazitäten sind unabdingbar, denn bei unterbrechbaren oder bedingten Kapazitäten würde der Lieferant ein erhebliches geschäftliches Risiko gegenüber seinen Kunden eingehen. Es müssen somit an allen Tagen des Jahres feste Kapazitäten verfügbar sein; es reicht nicht aus, dass Kapazitäten an nur vier „zufällig ausgewählten“ Tagen verfügbar sind, wie von den Parteien vorgeschlagen. Deshalb ist das Argument der Parteien, Kapazität sei „während mindestens 85 % der Zeit“ verfügbar, nicht stichhaltig.

¹⁴⁶ Randnr. 149 ff. der Antwort.

¹⁴⁷ Randnr. 94 der Antwort.

224. Aus diesem Grund hat die Kommission Fluxys in mehreren weiteren Fragebögen aufgefordert, die Monatsdaten zu übermitteln.¹⁴⁸ Fluxys erklärte der Kommission allerdings, dass es nicht möglich sei, Monatsdaten oder maximale Buchungen für einen bestimmten Monat zu übermitteln. In ihrer Antwort vom 17. August 2006 übermittelte Fluxys schließlich Daten für den 1. Januar der Jahre 2005-2008. Festzustellen ist, dass die am 17. August 2006 übermittelten Zahlen erheblich von den am 24. Mai 2006 übermittelten Daten und den auf der Website von Fluxys veröffentlichten Angaben abweichen. Aufgrund dieser Nichtübereinstimmungen berücksichtigte die Kommission die auf der Website von Fluxys veröffentlichte Tabelle der verfügbaren festen Kapazität, da diese Quelle die zuverlässigste zu sein scheint. Erstens handelt es sich um Informationen, die bei Fluxys vor der Veröffentlichung validiert wurden. Zweitens können alle Marktteilnehmer, die auf dem belgischen Markt tätig sind oder dies beabsichtigen, auf diese Tabelle zugreifen. Sie stellt demnach das Referenzdokument dar, das jeder Anbieter hinzuzieht, wenn er Vertragsverhandlungen mit einem (potenziellen) Kunden führt. Wenn dieses auf der Website von Fluxys veröffentlichte Dokument angibt, dass im Winter 2006/2007 für keinen Einspeisepunkt feste Kapazitäten verfügbar sind (und in den anderen Monaten für die wichtigen Einspeisepunkten nur unbedeutende Kapazitäten frei sind), mit Ausnahme von Blaregnies SEGEO und Zandvliet H, hat dies *per se* eine abschreckende Wirkung auf einen Marktteilnehmer, der eher davon absehen wird, einen Vertrag zu schließen, bei dem er nicht sicher sein kann, ob er ihn erfüllen kann.
225. Was L-Gas anbelangt, räumen die Parteien im Übrigen ein, dass an den betreffenden Einspeisepunkten (Poppel und Zandvliet L) bis Ende 2007 keine festen Kapazitäten verfügbar sind. Die Parteien behaupten, dass zum 1. Januar 2008 40 % der Kapazität verfügbar seien. Im Übrigen verfügen bei L-Gas nur GDF und Suez über (langfristige) Bezugsverträge mit [...] für eine Lieferung an die belgisch-niederländische Grenze. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass in Hilvarenbeek, dem entsprechenden Ausspeisepunkt des niederländischen Netzes, keine Kapazität verfügbar ist.¹⁴⁹ Niemand außer den Parteien kann somit L-Gas zur belgisch-niederländischen Grenze transportieren lassen. GDF hat bereits Transitzkapazitäten gebucht ([50-60]* % der Kapazität), und Distrigaz hat keine Eile, in 2006 oder 2007 Transportkapazitäten für L-Gas für 2008 und die Folgejahre zu buchen.
226. Aus diesen Gründen bleibt die Kommission trotz der Argumente der Parteien dabei, dass die Kapazitäten an den Einspeisepunkten, die neuen Anbietern in vertretbarer Weise zugänglich sind, für den kommenden Winter vollständig blockiert sind und an diesen Einspeisepunkten für die anderen Monate nur marginale feste Kapazitäten verfügbar sind. Zu unterstreichen ist weiterhin, dass sich die Kapazitätsknappheit im Winter unmittelbar auf die Wettbewerbsfähigkeit etwaiger neuer Anbieter auswirkt. Wenn diese ihren Kunden keine unterbrechungsfreie Erdgasversorgung zusichern können, haben sie keine Chance, diese Kunden zu halten, geschweige denn, neue zu gewinnen. Das Fehlen fester Kapazitäten im Januar und Februar hat mit Sicherheit eine besonders hohe

¹⁴⁸ Fragen 4 und 5 des am 6.7.2006 an Fluxys gesandten Fragebogens. Nach mehreren Gesprächen mit Fluxys wurden diese Fragen am 27.7., 9.8. und 12.8.2006 geändert.

¹⁴⁹ Vgl. <http://www.gastransportservices.nl/gastransport/nl/2006/informatiediensten/transportinformatie> (Lange termijn indicatie capaciteiten).

Abschreckungswirkung, da die Nachfrage der Kunden in den Wintermonaten am höchsten ist.

Umleitung nicht möglich oder teuer

227. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte brachten die Parteien vor, dass potenzielle Wettbewerber, die über Transitkapazitäten verfügen würden, dieses Erdgas „umleiten“ könnten, um Kunden in Belgien zu beliefern.¹⁵⁰ Im Schriftstück der Parteien wird behauptet, dass in den Vertragsportfolios der Wettbewerber von Suez bis 2008 enorme Erdgasmengen verfügbar seien und dass die zur Beförderung dieser Mengen zu den belgischen Verbrauchern erforderliche feste Transportkapazität ebenfalls verfügbar sei.
228. Den Antworten mehrerer Marktteilnehmer sowie der Parteien selbst zufolge handelt es sich bei den Transitkapazitäten um Buchungen von Pfaden, d. h. „Punkt-zu-Punkt-Buchungen“. Es ist daher nicht möglich, Erdgas beim Transit „umzuleiten“, um Kunden in Belgien zu beliefern.¹⁵¹
229. Ein Unternehmen, das Transitkapazitäten besitzt, könnte jedoch theoretisch Transportkapazitätsbuchungen bei Fluxys kaufen. Da die Buchung von Transitkapazität die Buchung der Einspeisekapazität einschließt, könnte ein solcher Marktteilnehmer den Engpass der Einspeisung in das Netz umgehen.
230. In der Praxis erweist sich allerdings die von den Parteien vorgeschlagene Strategie für einen Marktteilnehmer, der über Einspeisekapazität verfügt, als relativ uninteressant. Zum einen würden diesem Marktteilnehmer zusätzlich zu den bereits bestrittenen Kosten für die Buchung der Transitkapazität Mehrkosten für die Buchung von Transportkapazität entstehen. Diese Kosten könnten unabhängig vom potentiellen Aufkommen eines Sekundärmarktes für die Transitkapazität nicht wieder wettgemacht werden. Denn zur Buchung von Transportkapazität benötigt das jeweilige Unternehmen unbedingt die Einspeisekapazität, die zu seiner Transitkapazitätsbuchung gehört. Für den Weiterverkauf des Restes, d. h. den Transit durch Belgien und die Ausspeisekapazität, besteht in der Regel keine Nachfrage.
231. Vor allem jedoch hat dieser Marktteilnehmer in der Regel bereits Kunden im Bestimmungsland bzw. in den Bestimmungsländern Mengen zugeteilt, die er dank seiner Kapazitätsbuchung durch Belgien durchleiten kann. Da für den Transport zusätzlicher Mengen keine festen Kapazitäten verfügbar sind, würde die an belgische Kunden „umgeleitete“ Menge diesem Unternehmen bei der Versorgung seiner schon lange bestehenden Kunden, zu denen das Erdgas durchgeleitet wird, fehlen.
232. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte behaupten die Parteien, dass GDF fast alle ihre in Belgien niedergelassenen Kunden durch Umleiten von Transitgas beliefern.¹⁵² In Wirklichkeit leitet GDF jedoch kein Transitgas um, sondern speist es an den Ausspeisepunkten, d. h. am Ende der gesamten Transitstrecke, unter

¹⁵⁰ Vgl. insbesondere das genannte Schriftstück von [eines Expertenbüros]*.

¹⁵¹ Vgl. z. B. Antwort von Wingas (Nr. 13664) vom 20.7.2006 auf Frage 7 des Fragebogens vom 12.7.2006.

¹⁵² Randnr. 157 der Antwort.

Inanspruchnahme der bedingten Einspeisekapazität (Transportkapazität) wieder ein. Um dies tun zu können, muss GDF erstens Transitkapazität buchen, um das Erdgas zum Ausspeisepunkt Blaregnies zu leiten, und zweitens zusätzlich Transportkapazität buchen, um es an ihre Kunden in Belgien zu liefern. Im Fall von GDF handelt es sich somit nicht um eine „Umleitung“ von Transitgas zum unmittelbaren Transport an belgische Kunden, sondern um die Buchung von Transportkapazität zusätzlich zur Transitkapazität, die infolgedessen Mehrkosten verursacht.

233. Die Kommission bleibt daher bei ihrem in der Mitteilung der Beschwerdepunkte dargelegten Standpunkt, dass eine Umleitung von Transitkapazitätsbuchungen zur direkten Lieferung von Erdgas an belgische Kunden nicht möglich ist. Dies beruht vor allem auf dem im Transit geltenden Punkt-zu-Punkt-System; im Übrigen hat es den Anschein, dass Distrigaz & Co. in ihren Transitverträgen jede Umleitung von Erdgas ausschließt. Dies wird auch durch das von den Parteien in ihrer Antwort¹⁵³ genannte Beispiel bestätigt: „it is the opinion of [...] that the use of transit capacity for the transport of gas to be sold in Belgium is technically and commercially feasible“ (Unterstreichungen von [...]). Die betreffende Frage lautete jedoch: „Is it (i) technically, (ii) legally and (iii) commercially feasible to use transit capacity for the transport of gas to be sold in Belgium?“¹⁵⁴ Die nicht vertrauliche Antwort von [...] gibt eindeutig an, dass es rechtlich, d. h. nach den Vertragsbestimmungen, nicht möglich ist, Transitgas umzuleiten, um Kunden in Belgien zu beliefern. Dies wurde im Übrigen in mehreren vertraulichen Antworten bestätigt.
234. Ein Marktteilnehmer, der Transitkapazitäten gebucht hat, hat daher nur zwei Möglichkeiten, um Erdgas an Kunden in Belgien zu liefern: Entweder, indem er das Gas zunächst durchleitet und anschließend am Ausspeisepunkt „im Gegenstrom“ wieder einspeist, wie es GDF macht, oder, indem er Transportkapazitäten am ursprünglichen Einspeisepunkt bucht. Wie oben erläutert, verursachen beide Möglichkeiten zusätzliche Kosten, was die Parteien im Hinblick auf die erste anerkennen. Was die zweite Möglichkeit anbelangt, bestreiten die Parteien die Mehrkosten und begründen dies wie folgt: „Ein Shipper, der Transitgas in Belgien umleitet, spart damit die nachgelagerte Transportkapazität [im Bestimmungsland] ein, die (i) entweder noch nicht gebucht worden ist oder (ii) bereits gebucht wurde und im Allgemeinen weiterverkauft werden kann“.¹⁵⁵ Die Argumentation der Parteien berücksichtigt jedoch nicht, dass der Shipper, um die beschriebenen „Einsparungen“ erzielen zu können, seinen nachgelagerten Kunden verliert, wenn er das zuvor für ihn bestimmte Gas an einen belgischen Kunden liefert. Daher müssen auch die mit dem Verlust des nachgelagerten Kunden verbundenen Gewinneinbußen berücksichtigt werden.
235. Die Parteien machen weiterhin geltend, dass die in Belgien nicht genutzte Transitkapazität entweder auf dem Sekundärmarkt weiterverkauft werden könne oder, sollte es dem Shipper nicht gelingen, sie weiterzuverkaufen, [...].¹⁵⁶ Zu diesen

¹⁵³ Randnr. 160 der Antwort.

¹⁵⁴ Frage 7 des Fragebogens der Kommission an die Wettbewerber in Belgien vom 12.7.2006.

¹⁵⁵ Randnr. 172 der Antwort.

¹⁵⁶ Randnr. 172 der Antwort.

Argumenten ist Folgendes anzumerken: Erstens hat die Marktuntersuchung gezeigt, dass der „Sekundärmarkt“ für Transitkapazität in Belgien noch relativ schwach entwickelt ist (verglichen mit anderen europäischen Ländern). Zweitens hat es den Anschein, [...]*, den Marktteilnehmern wohl nicht bekannt werden soll, denn die Parteien haben diese Information in der nicht vertraulichen Fassung ihrer Antwort als vertraulich betrachtet.

236. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass eine Umleitung von Gas im Rahmen von Transitkapazitäten zu belgischen Kunden nicht möglich ist und dass die beiden Möglichkeiten, die es ermöglichen, gebuchte Transitkapazitäten zu nutzen, um Gas zu einem belgischen Kunden zu transportieren, sowohl das Buchen von Transportkapazität am ursprünglichen Einspeisepunkt als auch das Buchen von Transportkapazität (im Gegenstrom) am Ausspeisepunkt, zusätzliche Kosten verursachen.

Engpass im Netz

237. Die CREG hat vor kurzem (Frühjahr 2006) die Engpasssituation des belgischen Fernleitungsnetzes untersucht, insbesondere im Hinblick auf den Netzzugang für den Inlandstransport von Erdgas. Dabei prüfte sie auch die Argumente von Fluxys in deren Mitteilung vom 21. April 2006.¹⁵⁷ Die CREG gelangt in ihrer Untersuchung zu dem Schluss, dass im belgischen Erdgasnetz eine anhaltende (vertragliche) Engpasssituation herrsche, die das Ergebnis unzureichender Investitionen in den letzten Jahren sei, und dass diese Situation möglicherweise an einem Spitzenverbrauchstag zu einem physischen Engpass führen könnte.¹⁵⁸
238. Die Parteien teilen mit, dass von Fluxys zwischen dem 1. Januar 2004 und dem 14. Juli 2006 insgesamt [...] * Anfragen zu Transportkapazitäten abgelehnt wurden. Nach Angaben der Parteien betrafen diese Ablehnungen derzeitige oder potenzielle Wettbewerber von Suez wie [...] *, [...] * und [...] *. Ein Vergleich mit den von der CREG¹⁵⁹ vorgelegten Informationen ergibt, dass diese Zahl von [...] * Ablehnungen das Ergebnis einer Zusammenfassung mehrerer Anfragen desselben Shippers für verschiedene Übergabepunkte oder für verschiedene Zeiträume zu sein scheint. Nach Angaben der CREG sind Ablehnungen von Kapazitätsbuchungsanfragen häufig und nicht die Ausnahme; sie würden von Fluxys oft mit Engpässen am Einspeisepunkt oder im Netz selbst begründet.¹⁶⁰ Die Parteien betonen, dass die [...] * Ablehnungen weniger als 0,3 % der Anfragen zu Transportkapazitätsbuchungen, die bei Fluxys in diesem Zeitraum eingegangen seien, darstellen würden. Maßgeblich ist nun aber nicht die Anzahl der Ablehnungen, sondern die abgelehnte Kapazitätsmenge. Im Übrigen zeigen die Statistiken der CREG, dass die CREG seit einem Jahr seitens Fluxys über 24

¹⁵⁷ „Nota aan CREG betreffende de huidige toestand van het vervoersnet in verband met potentiële congestie“, vgl. Antwort von Fluxys [Nr. 13514] vom 19.7.2006 (Eingangsdatum) auf Frage 21 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006, Anhang 13.

¹⁵⁸ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 6 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

¹⁵⁹ Der CREG zufolge sind über einen Zeitraum von einem Jahr mehr Ablehnungen festgestellt worden. Diese Ablehnungen betrafen neben den von den Parteien genannten auch andere Wettbewerber.

¹⁶⁰ Diese Informationen liegen auch Fluxys vor, die nach Artikel 21 des Verhaltenskodex verpflichtet ist, die CREG über jede Ablehnung des Zugangs zu ihrem Netz zu unterrichten.

Ablehnungen des Zugangs zu deren Fernleitungsnetz unterrichtet ist; diese 24 Ablehnungen lassen sich zu 12 Ablehnungen zu Anfragen, die von der CREG als „realistisch“ betrachtet werden, zusammenfassen. Dies zeigt, dass die Zahl der Ablehnungen von Zugangsanfragen tatsächlich höher ist, als die von den Parteien vorgelegten Zahlen vermuten lassen. Im Übrigen ist zu betonen, dass Fluxys nur Ablehnungen förmlicher und verbindlicher Anfragen („binding requests“) an die CREG meldet.¹⁶¹ Viele ernsthafte (aber nichts förmliche) Anfragen, denen Fluxys nicht nachkommen kann, werden der CREG nicht mitgeteilt. Denn vor einer „binding request“ führt ein Shipper in der Regel ausführliche Gespräche mit Fluxys. Nun gibt es Shipper, die keine „binding requests“ stellen, wenn sie in den Vorgesprächen erfahren, dass Fluxys keine ausreichenden Kapazitäten besitzt. Auch aus diesem Grund liegen die tatsächlichen Ablehnungen von der Zahl und vom Umfang her sicher über den Angaben der Parteien. Die Tatsache, dass es Ablehnungen gab, ist jedenfalls ein eindeutiges Zeichen für einen Netzengpass und bestätigt somit die Schlussfolgerungen der Untersuchung der CREG.

239. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte wiederholen die Parteien die genannten Argumente und bringen vor, dass der Verhaltenskodex einen Mechanismus für Engpässe vorsehe.¹⁶² Die Parteien behaupten, dieser Mechanismus sei nie angewandt worden und folgern daraus, dass kein Engpass vorliegt. Nun ist aber das in Artikel 48 Absatz 2 des Verhaltenskodex vorgesehene Verfahren sehr aufwändig und nahezu unpraktikabel, da es voraussetzt, dass ein Shipper zuvor ein unverhältnismäßiges Risiko eingeht, d. h. einen Liefervertrag mit einem Kunden schließt, ohne die Sicherheit zu haben, tatsächlich über die Einspeisekapazität zu verfügen, um diesen Kunden beliefern zu können.¹⁶³ Aus diesem Grund ist die unterbliebene Anwendung dieses Verfahrens kein Anzeichen dafür, dass kein Engpass vorliegt.

240. Was das Transitnetz anbelangt, haben Distrigaz & Co. und Fluxys im Zeitraum Januar 2004–Juli 2006 insgesamt [...] bzw. [...] Anfragen zu Buchungen der von ihnen vermarkteten Kapazität der Transitleitungen abgelehnt.¹⁶⁴ Die Parteien machen geltend, dass die [...] Ablehnungen durch Distrigaz im Verhältnis zu den rund [...] Anfragen zu Buchungen von Transitleitungen, die bei Fluxys in diesem Zeitraum eingegangen seien, gesehen werden müssten. Die Tatsache, dass jede achte Anfrage abgelehnt wird, ist jedoch ein eindeutiges Zeichen für eine Engpasssituation. Bei den verfügbaren Transitleitungen ist die Lage somit noch unbefriedigender als bei den Transportkapazitäten. Da die Einspeisepunkte des Fernleitungsnetzes und des Transitnetzes identisch sind, ist offensichtlich, dass im belgischen Fernleitungs-/Transitnetz eine anhaltende Engpasssituation vorliegt.

241. Die Parteien machen geltend, dass die so genannte Matching-Regel zumindest bei Anfragen zu Transportkapazitäten Engpässe vermeide. Nach dieser Regel, die im

¹⁶¹ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

¹⁶² Randnr. 102 der Antwort.

¹⁶³ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

¹⁶⁴ Antwort der Parteien vom 11.8.2006 auf Frage 5 des Fragebogens vom 4.8.2006.

Verhaltenskodex festgelegt ist, darf ein Nutzer nicht mehr feste Kapazität buchen, als er zur Erfüllung seiner Bezugs- und/oder Lieferverträge benötigt.¹⁶⁵ Die Matching-Regel besagt, dass der Netzbenutzer genauso viel Einspeisekapazität (für alle seine Einspeisepunkte zusammen) wie Ausspeisekapazität (für alle seine Ausspeisepunkte zusammen) buchen muss.¹⁶⁶ Nach Ansicht der Parteien garantiert diese Regel jedem Lieferanten, dass er Einspeisekapazität zur Belieferung seiner Kunden erhält. Jeder Neukunde würde zu einer Erhöhung der buchbaren Kapazität um den Bedarf dieses Kunden führen und umgekehrt. Die Parteien betonen, dass die Matching-Regel auch das Horten von Einspeisekapazität verhindere.

242. Die Matching-Regel kann zwar dazu beitragen, das Horten von Kapazität zu vermeiden, reicht aber dennoch nicht aus, um die Probleme, die auf dem anhaltenden Engpass im belgischen Transport-/Transitnetz beruhen, zu lösen. Zum einen ist die Matching-Regel selbst eine Form von Engpassmanagement und somit ein Anhaltspunkt für das Vorliegen eines Engpasses. Denn wenn es keinen Engpass gäbe, bräuhete man keine solche Regel. Zum anderen weist die Matching-Regel in ihrer derzeitigen Form den Nachteil auf, dass sie die Entwicklung eines Sekundärmarktes tendenziell verhindert.
243. Schließlich stimmt es zwar, dass die Matching-Regel bei einem Anbieterwechsel den Übergang der Transportkapazität vom alten auf den neuen Anbieter ermöglicht, aber dieser Übergang beinhaltet grundsätzlich die Einspeisekapazität an dem Einspeisepunkt, der vom alten Anbieter zur Leitung des Erdgases zum betreffenden Kunden genutzt wurde. Offenbar ist es dem neuen Anbieter unter Umständen möglich, einen anderen Einspeisepunkt zu wählen („shift of entry zone“), aber nur, sofern an diesem gewünschten Einspeisepunkt feste Kapazitäten verfügbar sind. Zudem scheint es, dass nach der bei Fluxys geltenden Bearbeitungsranfolge Anfragen zum „shift of entry zone“ mit der niedrigsten Priorität bearbeitet und daher häufig abgelehnt werden. Wie Fluxys in ihrer Mitteilung vom 21. April 2006¹⁶⁷ einräumt, sind an den Einspeisepunkten Eynatten und s’Gravenvoeren am wenigsten Kapazitäten für ein „shift of entry“ verfügbar. Nun sind aber genau diese Einspeisepunkte für derzeitige Wettbewerber wie Wingas, Essent oder Nuon am interessantesten.
244. Wenn beispielsweise der ehemalige Anbieter den Kunden über den Einspeisepunkt IZT (Interconnector in Zeebrugge) beliefert hat, überträgt die Matching-Regel diese Einspeisekapazität am IZT auf den neuen Anbieter. Wenn dieser neue Anbieter nun aber kein Erdgas am IZT, sondern an einem anderen Ort (z. B. in Deutschland oder den Niederlanden) besitzt, ist dieser Einspeisepunkt für ihn nicht viel wert. Einfuhren über Eynatten oder s’Gravenvoeren sind nur möglich, wenn Einspeisekapazitäten verfügbar sind. Die Matching-Regel kann diese Einspeisekapazitäten jedenfalls nicht „freigeben“. Sie scheint ganz im Gegenteil in gewisser Weise und trotz der positiven Auswirkungen im Hinblick auf das Horten etablierte Unternehmen zu begünstigen, die an fast allen Einspeisepunkten Gas besitzen und dadurch von der Matching-Regel voll profitieren.

¹⁶⁵ Vgl. Anmeldung, Formblatt CO, Teil 1, S. 301.

¹⁶⁶ Siehe ebenda bezüglich weiterer Einzelheiten und der Lockerung der Regel.

¹⁶⁷ Antwort von Fluxys [Nr. 13514] vom 19.7.2006 (Eingangsdatum) auf Frage 21 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006, Anhang 13.

245. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte werfen die Parteien der Kommission vor, die Matching-Regel missverstanden zu haben und behaupten, diese Regel „fördert eine optimale Buchung der Transportkapazitäten zu den Verbrauchern“.¹⁶⁸ Daraufhin hat die Kommission die CREG zu diesem Punkt befragt. Diese bestätigte die Schlussfolgerung der Kommission. Die CREG stellt insbesondere fest, dass die Verteilung der Kapazitäten nach der Matching-Regel nur für Fluxys, für den Markt und die Verbraucher dagegen überhaupt nicht optimal sei. Denn da ein Anbieterwechsel oft mit einer Änderung des Einspeisepunkts einhergehe und Fluxys Anfragen zum „shift of entry zone“ die niedrigste Priorität beimesse, sei die Auswahl der Kunden auf alternative Anbieter beschränkt, die in derselben Einspeisezone wie ihr derzeitiger Anbieter Kapazität besäßen.¹⁶⁹
246. Auch das von Fluxys bei der Kapazitätszuweisung eingesetzte Windhundverfahren („first committed, first served“)¹⁷⁰ scheint das Problem der Knappheit der Einspeisekapazitäten für neue Anbieter nicht zu lösen. Denn verglichen mit den neuen Anbietern besitzt das etablierte Unternehmen einen wesentlich größeren und stärker diversifizierten Kundenbestand mit oft längeren Vertragslaufzeiten. Diese Kundenstruktur ermöglicht es dem etablierten Unternehmen, seinen Kapazitätsbedarf besser, vor allem aber früher zu prognostizieren. So kann er Kapazitäten früher als seine Wettbewerber buchen und die Vorteile der Regel „first committed, first served“ voll ausschöpfen. Im Übrigen wird diese Regel von Fluxys nicht konsequent angewandt, da sie Anfragen zum „shift of entry zone“ nur nachrangige Priorität beimisst, auch wenn diese „first committed“ werden.¹⁷¹
247. Bei vorausschauender Analyse wird sich die Knappheit der Einspeisekapazitäten in den kommenden Jahren tendenziell verschärfen. Dem „Plan indicatif d’approvisionnement de gaz en Belgique 2004-2014“ (Orientierungsplan für die Erdgasversorgung in Belgien 2004-2014)¹⁷² der CREG zufolge steigt die Nachfrage nach Transportkapazität von Jahr zu Jahr. In diesem Plan weist die CREG darauf hin, dass die von Fluxys vorgeschlagenen Investitionen die absolute Untergrenze seien, um die Versorgung Belgiens bei Verbrauchsspitzen zu gewährleisten. Jede Investitionsverzögerung gegenüber dem vorgelegten Zeitplan würde ein hohes Risiko eines physischen Engpasses bei solchen Verbrauchsspitzen nach sich ziehen. Nach Angaben der CREG gibt Fluxys selbst an, dass die Nachfrage stärker als prognostiziert gestiegen sei.
248. Es stellt sich somit die Frage, ob Fluxys genügend Anreize hat, um alle notwendigen Investitionen in den Ausbau der Kapazitäten des Fernleitungsnetzes zu tätigen oder ob ein Interessenskonflikt zwischen den Aufgaben von Fluxys und den Interessen von Suez, dem Hauptaktionär, der Fluxys kontrolliert, vorliegt. Denn Distrigaz, Tochtergesellschaft

¹⁶⁸ Randnr. 145 der Antwort.

¹⁶⁹ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

¹⁷⁰ Bezüglich einer ausführlicheren Beschreibung dieser Regel siehe Anmeldung, Formblatt CO, Teil 1, S. 301.

¹⁷¹ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

¹⁷² Abrufbar über die Website www.creg.be.

von Suez und alteingesessener Erdgasversorger in Belgien, würde natürlich von jeder Verzögerung oder Verringerung von Investitionen, die die Marktzutrittschranken senken könnten, profitieren.

249. In der Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte erwähnen die Parteien die von Fluxys geplanten oder gebilligten Investitionen.¹⁷³ Diese Investitionen umfassen insbesondere den Bau einer Verdichterstation in Zelzate. Nach Angaben der Parteien würde diese Station die Einfuhrkapazität aus den Niederlanden und Deutschland wesentlich erhöhen. Im Hinblick auf die Kapazität und die Betriebsfähigkeit dieser Station ist die Antwort widersprüchlich: Unter Randnr. 126 ist die Rede von 1 200 000 m³(n)/h ab 2008, während unter Randnr. 185 von 650 000 m³(n)/h ab 2010 gesprochen wird. Im Geschäftsbericht 2005 von Fluxys heißt es: „Fluxys prüft die Möglichkeit, die Fernleitungskapazität über die Achse Eynatten/Zelzate-Zeebrugge in Richtung Zeebrugge ab 2009/2010 schrittweise zu erhöhen“.¹⁷⁴ Die von Fluxys auf ihrer Website veröffentlichte Tabelle der verfügbaren Kapazitäten weist für Zelzate bis März 2008 (letzter Termin dieser Tabelle) eine verfügbare feste Kapazität von Null aus. Die Kommission zieht daraus den Schluss, dass die Verdichterstation in Zelzate erst ab 2009/2010, d. h. mittel- bis langfristig, betriebsfähig sein wird. Der gleiche Zeithorizont gilt auch für die Investition in die Gasleitung Eynatten-Zelzate-Zeebrugge (RTR 2), die vom Verwaltungsrat von Fluxys noch nicht gebilligt worden zu sein scheint.¹⁷⁵
250. Die CREG und die Parteien stimmen jedoch darin überein, dass mit diesen Investitionen nicht die bestehenden Engpassprobleme der Einspeisepunkte gelöst werden sollen, sondern vielmehr dem für die nächsten Jahre erwarteten Anstieg der Nachfrage in Belgien und beim Transit Rechnung getragen werden soll. So stellen die Parteien fest: „Mit diesen neuen Infrastrukturen greift Fluxys dem erwarteten Anstieg der globalen Nachfrage auf dem belgischen Markt und dem besonderen Bedarf der Industrie in der Region Antwerpen und dem Bedarf der neuen Gaskraftwerke vor. Darüber hinaus kann zusätzliche Kapazität für den internationalen Transit vom und zum Vereinigten Königreich zur Verfügung gestellt werden.“¹⁷⁶ Der Geschäftsbericht von Suez wird noch deutlicher: „Die Entwicklung der Bezugsbedingungen des Vereinigten Königreichs, das in Kürze zum Erdgasimporteur werden wird, stellt die treibende Kraft dieses Projekts dar. Die Erweiterung der Kapazität auf der Achse rTr wird es ermöglichen, erheblich größere Mengen Erdgas von Eynatten und von Zelzate aus ins Vereinigte Königreich zu transportieren“.¹⁷⁷ Die Kommission folgert daraus, dass diese Kapazitätserweiterungen im Wesentlichen dem Transit vorbehalten werden und dass die für den belgischen Markt verfügbare Erweiterung weitgehend der gestiegenen Nachfrage entspricht. Relativ unwahrscheinlich ist dagegen, dass durch diese Investitionen die verfügbaren festen Kapazitäten an den Einspeisepunkten wesentlich steigen werden.

¹⁷³ Randnr. 126 ff., Randnr. 182 ff.

¹⁷⁴ Seiten 5 und 69 des Geschäftsberichts 2005 von Fluxys.

¹⁷⁵ Vgl. auch Randnr. 126 der Antwort.

¹⁷⁶ Randnr. 127 der Antwort.

¹⁷⁷ S. 33 des Geschäftsberichts 2005 von Suez.

251. Daraus ergibt sich, dass i) im belgischen Fernleitungs-/Transitnetz ein anhaltender Engpass herrscht, ii) an bestimmten Einspeisepunkten über mehrere (oder gar alle) Monate des Jahres hinweg nur sehr geringe oder gar keine festen Kapazitäten frei sind und iii) die Regeln zur Allokation dieser Kapazitäten diese Engpass- und Kapazitätsprobleme nicht lösen. Deshalb stellt der bisweilen sehr schwierige Zugang zum belgischen Fernleitungsnetz eine erhebliche Schranke für den Markteinstieg neuer Wettbewerber und für die Entwicklung der bereits auf den Erdgasmärkten in Belgien tätigen Wettbewerber dar.

A.2.4.3.3 Zugang zu LNG

252. Im Jahr 2005 wurden 28 345 GWh verflüssigtes Erdgas (LNG) nach Belgien eingeführt (gemessene Menge: 2 365 Mio. Nm³); diese Menge entsprach 20,7 % des belgischen H-Gas-Verbrauchs und 14,9 % des gesamten Erdgasverbrauchs in Belgien. Das Terminal Zeebrugge ist das einzige LNG-Terminal Belgiens.¹⁷⁸ Das LNG-Terminal mit all seinen Infrastrukturen wird von Fluxys LNG, einer Tochtergesellschaft der Suez-Gruppe, betrieben und vermarktet.

253. LNG wird von Schiffen mit einer Kapazität von rund 125 000 m³ LNG angelandet (ca. 75 000 000 Nm³ im gasförmigen Zustand). Dort wird es entladen und in flüssiger Form in Speichertanks gelagert. Anschließend wird das LNG entweder in Verdampferanlagen wieder in den gasförmigen Zustand überführt (regasifiziert) und in das Fernleitungs-/Transitnetz für H-Gas eingespeist oder in flüssiger Form mit Tankwagen zur Peak Shaving Facility befördert. Das LNG-Terminal von Fluxys LNG umfasst:

- einen Landungssteg und Entladeanlagen;
- 3 LNG-Speichertanks (und einen im Bau befindlichen Tank);
- 6 Verdampferanlagen und ein KWK-Kraftwerk;
- eine Station zum Verladen von LNG in Tankwagen.

254. Unter Berücksichtigung der Beschränkungen für das Entladen der Tankschiffe, die Speicherung von LNG und die Regasifizierung gelangt man zu dem Ergebnis, dass das Terminal derzeit 66 LNG-Ladungen pro Jahr annehmen kann.¹⁷⁹ Fluxys hat beschlossen, die Kapazität des Terminals zu verdoppeln; mit den Ausbauarbeiten wurde im Oktober 2004 begonnen.¹⁸⁰ Die CREG teilt mit, dass Fluxys eine Kapazität von 110 Ladungen pro Jahr nach Fertigstellung angekündigt habe.

255. Derzeit und bis zum 31. März 2007 ist [90-100]*%* der Regasifizierungskapazität von Distrigaz gebucht. Ab 2008 sind [20-30]*% % der Kapazität von Distrigaz ([...]* Ladungen pro Jahr), [40-50]*% % von ExxonMobil/Qatar Petroleum ([...]* Ladungen pro

¹⁷⁸ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 31 des Fragebogens vom 6.7.2006.

¹⁷⁹ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 30 des Fragebogens vom 6.7.2006.

¹⁸⁰ Antwort von Fluxys [Nr. 13514] vom 19.7.2006 (Eingangsdatum) auf Frage 30 des Fragebogens ‚Erdgas‘ vom 6.7.2006.

Jahr) und [10-20]* % von Suez LNG ([...]* Ladungen pro Jahr) gebucht. Diese Buchungsverträge haben eine [lange Laufzeit]*.

256. Suez besitzt somit derzeit [90-100]* % und künftig nach der Erweiterung immer noch [40-50]* % der gebuchten Regasifizierungskapazitäten. Den von den Parteien übermittelten Angaben zufolge besitzt RasGas, ein gemeinsames Unternehmen von ExxonMobil/Qatar Petroleum, die anderen [40-50]* % der Kapazität. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass Suez mit RasGas einen Vertrag über den Bezug von [...]* bcm regasifiziertes LNG pro Jahr „ex ship“ in Zeebrugge geschlossen hat. Angesichts dieses Vertrages ist es unwahrscheinlich, dass RasGas das in Zeebrugge entladene Erdgas auf dem belgischen Markt verkauft. Wahrscheinlich ist eher, dass dieses Gas in andere europäische Länder ausgeführt wird.
257. Eine Analyse der Vergangenheitsdaten zeigt allerdings, dass der Ausnutzungsgrad der Kapazitäten eher gering ist. In den Jahren 2004 und 2005 hat Distrigaz nur [50-60 %] der möglichen, fest gebuchten Entladungen vorgenommen. Was die Nominierungen für die Regasifizierung von Distrigaz anbelangt, so betrogen diese in der Zeit von April 2004 bis Mai 2006 maximal [40-50]* % der Buchungen; in den meisten betroffenen Monaten war der Ausnutzungsgrad der Kapazitäten erheblich geringer. Offenbar ist es sehr schwierig, die gebuchten Kapazitäten vollständig zu nutzen.
258. Nach Angaben der CREG gab es keine förmlichen Ablehnungen von Buchungsanfragen, was sich dadurch erkläre, dass Fluxys LNG veröffentlicht habe, dass die gesamte Kapazität verkauft sei.¹⁸¹ Die CREG stellte jedoch in den letzten Jahren fest, dass Fluxys LNG bei der Anwendung der „Use-it-or-lose-it“-Regeln Zurückhaltung geübt hat und offenbar den Zugang Dritter zum Terminal vor Ablauf des Kapazitätsbuchungsvertrages von Distrigaz vermeiden wollte. Denn die CREG muss den „Leistungskatalog“ des Systembetreibers genehmigen, was noch nicht möglich gewesen sei, da sich Fluxys LNG hartnäckig geweigert habe, den Aufforderungen der CREG Folge zu leisten.¹⁸²
259. Nach Angaben der CREG sind daher ein Zugang Dritter zum Terminal und ein Sekundärmarkt für Kapazität so gut wie nicht gegeben, und dies trotz einer deutlichen Unterauslastung der Kapazitäten des Terminals (35 von 66 möglichen Entladungen in 2005) und trotz des Interesses, das einige Shipper am Kauf von kurzfristiger Kapazität gezeigt hätten. Distrigaz veröffentlicht die ungenutzten Kapazitäten nur sehr selten und auf ungeeignete Weise auf der Website von Fluxys LNG, obwohl sie zur Veröffentlichung gesetzlich verpflichtet ist.
260. Die Zurückhaltung von Fluxys LNG bei der Anwendung der „Use-it-or-lose-it“-Regel könnte darauf hindeuten, dass ein Interessenskonflikt Fluxys daran hindert, konsequent gegen ein zur selben Gruppe gehörendes Unternehmen vorzugehen.
261. Trotz der Erweiterung des LNG-Terminals bestehen somit nach wie vor erhebliche Marktzutrittsschranken, die auch in Zukunft verhindern werden, dass LNG die Liquidität des belgischen Markts erhöht und eine Bezugsquelle für die Wettbewerber der neuen Einheit darstellt.

¹⁸¹ Dies wird durch die Website von Fluxys LNG bestätigt: <http://www.fluxyslmg.net/Slots.asp>.

¹⁸² Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 30 des Fragebogens vom 6.7.2006.

A.2.4.3.4 Speicherzugang bei H-Gas

262. Wie bereits erwähnt, gibt es in Belgien keine Speichieranlagen für L-Gas. Die einzige Anlage, die in der Lage ist, den belgischen Markt zu versorgen, ist der Speicher von GDF in der Picardie. Der niederländische Speicher in Alkmaar kommt dafür aufgrund der knappen Transportkapazitäten nach Belgien nicht in Betracht.
263. Bei H-Gas reichen die Kapazitäten in Loenhout und Dudzele zur Deckung der belgischen Nachfrage nicht aus. Diese Kapazitäten wurden [zu 90-100 %]* Suez und GDF und zu einem sehr geringen Teil einem dritten Unternehmen zugeteilt. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte behaupten die Parteien, die Kapazität von Loenhout würde um 15 % erhöht.¹⁸³ Diese Erhöhung wird jedoch noch immer bei weitem nicht ausreichen, um den gesamten Bedarf des belgischen Marktes zu decken.¹⁸⁴ Im Übrigen werden die neuen Kapazitäten sehr wahrscheinlich nach denselben Kriterien wie derzeit vergeben, so dass diejenigen Shipper begünstigt werden, die die Verteilernetze versorgen, d. h. Distrigaz und, in geringerem Maße, GDF.
264. Die CREG hat im Übrigen bestätigt, dass ein bestehender Speicherzugang ein hohes Maß an betrieblicher und geschäftlicher Flexibilität bietet.¹⁸⁵ Diese Flexibilität ermögliche nicht nur die Arbitrage, sondern auch den Ausgleich stündlicher und täglicher Bilanzkreisabweichungen und eine hohe Reaktionsfähigkeit gegenüber bestimmten Kunden, die sehr kurzfristige Lieferungen benötigen würden.
265. Um über die notwendige Flexibilität zur Anpassung ihres Angebots an die schwankende Nachfrage ihrer Kunden verfügen zu können, müssen die anderen Marktteilnehmer andere Lösungen finden, z. B. unterbrechbare Kunden oder Flexibilität in ihren Bezugsverträgen. Eine weitere Möglichkeit ist die Speicherung im Ausland, möglicherweise im Vereinigten Königreich, in Deutschland, in den Niederlanden oder in Frankreich.
266. Die Speicherung im Vereinigten Königreich scheint aus mehreren Gründen nicht praktikabel zu sein: Zum einen ist die Entfernung zwischen den britischen Standorten und der Grenze relativ groß, zum anderen müsste der Transport des Erdgases (physisch oder kommerziell) nach Belgien nach der Auslagerung aus den Speichern über den Untersee-Interconnector verlaufen, was nicht unerhebliche Unterbrechungsrisiken birgt. Schließlich wäre es angesichts der derzeit knappen Speicherkapazitäten im Vereinigten Königreich für einen Marktteilnehmer unwirtschaftlich, Erdgas dort zu speichern und es im Winter, wenn das Preisniveau im Vereinigten Königreich regelmäßig höher ist, nach Belgien zu leiten.
267. In den Niederlanden gibt es zwei Speichieranlagen für H-Gas in Norg und Grijskerk. Jede dieser Anlagen ist mehr als 300 km von den Einspeisepunkten s'Gravenvoeren und

¹⁸³ Randnr. 216 der Antwort.

¹⁸⁴ Randnr. 203 der Antwort.

¹⁸⁵ Vgl. Antwort der CREG (Nr. 18849) vom 9.10.2006 auf Frage 2 des Fragebogens der Kommission vom 5.10.2006.

Zandvliet entfernt (mit allen bereits in Bezug auf Zandvliet beschriebenen Einschränkungen). Diese Entfernungen werden im Allgemeinen als für eine wirtschaftliche Nutzung zu groß betrachtet, selbst bei Porenspeichern.¹⁸⁶ Aufgrund der mangelnden Speicherkapazität in Belgien sind die auf dem belgischen Markt tätigen Unternehmen jedoch offensichtlich verpflichtet, auf entfernte Speicheranlagen zurückzugreifen. Aufgrund der zusätzlichen Transportkosten ist die Speicherung im Ausland jedoch weniger wettbewerbsfähig als die Speicherung in Belgien. In jedem Fall wird derzeit nur ein geringer Teil der niederländischen Kapazität, d. h. 0,2 bcm von 5 bcm (4 %), Dritten angeboten.¹⁸⁷ Neben diesen wirtschaftlichen Schwierigkeiten und Zugangsproblemen müssen vor allem die begrenzten Einspeisekapazitäten, insbesondere in s'Gravenvoeren, berücksichtigt werden.

268. Die zu Belgien nächstgelegenen vier Standorte in Deutschland sind Xanten (Kavernenspeicher, 140 km von Eynatten), Epe (Kavernenspeicher, 210 km von Eynatten), Uelsen (ehemalige Gaslagerstätte, 270 km von Eynatten) und Kalle (Porenspeicher, 270 km von Eynatten). Wie bereits bei den niederländischen Speicheranlagen erläutert, können diese großen Entfernungen zusätzliche Transportkosten verursachen; darüber hinaus müssen bei mehreren deutschen Speichern, die von den Parteien in ihrer Antwort genannt werden¹⁸⁸, mehrere Regionalnetze – mit erheblichen Kosten – durchquert werden, um das Gas zur belgischen Grenze zu transportieren. Zudem werden Kavernenspeicher wie Xanten und Epe im Allgemeinen nur für den kurzfristigen Bilanzausgleich und nicht für den saisonalen Ausgleich verwendet, was jedoch für eine Einspeisung nach Belgien unumgänglich ist. Die Parteien machten geltend, dass die Wettbewerber die Speicheranlage Rehden (ehemalige Lagerstätte) nutzen könnten. Dieser Speicher scheint für die auf den Erdgasmärkten Belgiens tätigen Unternehmen in der Tat eine Alternative darzustellen. Diese Speicheranlage wird von Wingas betrieben, die auch eine zur belgischen Grenze führende Pipeline betreibt. Diese Möglichkeit können allerdings nur Unternehmen nutzen, die am Einspeisepunkt Eynatten Kapazitäten gebucht haben. Derzeit sind [...] und [...] die einzigen belgischen Shipper, die Transportkapazitäten in Eynatten gebucht haben. Neuen Anbietern stellt sich dagegen auch hier das Problem, dass Kapazitäten in Eynatten knapp sind, vor allem im Winter, wenn die gespeicherten Mengen in Belgien benötigt werden.

269. In Frankreich gibt es drei Porenspeicher (Gournay-sur-Aronde, Germigny-sous-Coulombs und Pitgam) in einer Entfernung von 150-165 km von Blaregnies. Diese Anlagen befinden sich somit innerhalb eines Radius, der gemeinhin als wirtschaftlich betrachtet wird. Zudem gibt es für GDF weder im französischen Fernleitungsnetz zur belgischen Grenze noch am Einspeisepunkt Blaregnies Transportkapazitätsbeschränkungen, da GDF bereits über umfassende Buchungen fester Transportkapazität (im Jahr 2006 [...] m³/h bei einer festen Gesamtkapazität von 400 000 m³/h) am Einspeisepunkt Blaregnies SEGEO verfügt. Darüber hinaus besitzt sie

¹⁸⁶ Als wirtschaftlicher Radius werden im Allgemeinen 200 km bei Porenspeichern (oder ehemaligen Gaslagerstätten) und 50 km bei Kavernenspeichern betrachtet. Vgl. Entscheidungen der Kommission M.1383, Erwägungsgrund 262; M.3086, Erwägungsgrund 16; M.3886, Erwägungsgrund 127.

¹⁸⁷ Antwort der NMa (Nr. 13120) vom 12.7.2006 auf Frage 5 des Fragebogens vom 30.6.2006.

¹⁸⁸ Randnr. 306 der Antwort.

festen Kapazitäten in Blaregnies SEGEO sowie bedingte Kapazitäten in Blaregnies SEGEO und Blaregnies Troll. Diese bedingten Kapazitäten (Gegenstromkapazitäten) sind für GDF, die große Mengen in Fließrichtung befördert, so gut wie feste Kapazitäten.

270. Die vergleichende Analyse der alternativen Speicherstandorte für H-Gas im Ausland beweist somit, dass die Speicherung in Frankreich gegenüber den anderen Nachbarländern, in denen die Speicherung für die Zwecke der Erdgasversorgung in Belgien weniger wirtschaftlich oder sogar unmöglich ist, erhebliche Vorteile bringt. Zudem ist in Blaregnies im Gegensatz zu den Grenzpunkten zu anderen Nachbarländern Belgiens ausreichend Einspeisekapazität verfügbar; damit ist die Flexibilität gegeben, die notwendig ist, um das gespeicherte Gas das ganze Jahr über jederzeit zu nutzen. GDF bringt folglich mit ihrem Zugang zu den französischen Erdgasspeichern einen weiteren Wettbewerbsvorteil in die neue Einheit ein.

A.2.4.3.5 Qualitätsspezifikationen

271. Eine weitere Marktzutrittsschranke auf dem belgischen Markt stellen die in den verschiedenen Nachbarländern geltenden Qualitätsspezifikationen dar, die Belgien als Transitland betreffen. Die belgischen Spezifikationen sind denen der Organisation EASEE-gas¹⁸⁹ sehr ähnlich und ermöglichen die Einfuhr von Erdgas aus ganz unterschiedlichen Quellen (einschließlich LNG).¹⁹⁰ An verschiedenen Einspeisepunkten des belgischen Fernleitungsnetzes, insbesondere am IZT und in Eynatten, gelten jedoch strengere Spezifikationen.

272. Am IZT gelten die gleichen Spezifikationen wie für den Interconnector, die den Anforderungen der GSMR¹⁹¹ entsprechen. Die wichtigste Beschränkung der GSMR betrifft den Wobbe-Index, den wichtigsten Kennwert für das Brennverhalten von Erdgas. Der höchstzulässige Wobbe-Index der GSMR liegt bei 15,1 kWh/m³(n), was dem oberen Grenzwert der englischen Erdgasfelder entspricht, aber unter dem Wert der meisten LNG-Quellen und auch einiger norwegischer Erdgasfelder liegt.¹⁹² Einer kürzlich vom DTI veröffentlichten Studie zufolge scheinen die britischen Behörden nicht die Absicht zu haben, die GSMR mittelfristig zu überdenken.

273. In Eynatten ist der Brennwert (HO) auf 11,61 kWh/m³(n) begrenzt.¹⁹³ Dabei handelt es sich um eine rein vertragliche Beschränkung. Die Empfehlung (CBP) 2005-001/01 von EASEE-gas fordert die Aufhebung aller rein vertraglichen Beschränkungen des Brennwertes bis spätestens 1. Oktober 2006, da derartige Beschränkungen den freien Erdgashandel behindern. Die CREG hat sich daher mit den beiden derzeitigen Vertragspartnern in Verbindung gesetzt, um diese Beschränkung abschaffen zu lassen.

¹⁸⁹ EASEE = European Association for the Streamlining of Energy Exchange.

¹⁹⁰ Antwort der CREG [Nr. 13256] vom 14.7.2006 auf Frage 8 des Fragebogens vom 6.7.2006.

¹⁹¹ GSMR = Gas Safety Management Regulations.

¹⁹² Der höchstzulässige Wobbe-Index in Belgien beträgt 15,78 kWh/m³(n).

¹⁹³ Der höchstzulässige Brennwert in Belgien beträgt 12,79 kWh/m³(n).

Nach dem derzeitigen Stand wurde der CREG jedoch nicht zugesichert, dass die beiden Parteien den Forderungen von CREG und EASEE-gas Folge leisten werden.

274. Diese beiden Vorgaben schränken die Erdgasmengen, die nach Belgien eingeführt werden können, und die Entwicklung des Hubs Zeebrugge ein. Denn Eynatten und IZT sind die beiden Endpunkte der Pipeline vTn/rTr, an der der Hub Zeebrugge physisch liegt. Jeder, der Erdgas am Hub Zeebrugge verkaufen will, muss diese beiden Vorgaben beachten. Dies bedeutet zum einen, dass die norwegischen Erzeuger diese Vorgaben berücksichtigen müssen, wenn sie ihr Erdgas nach Zeebrugge leiten, und zum anderen, dass es sehr schwierig, wenn nicht gar unmöglich ist, bestimmte LNG-Sorten am Hub zu vermarkten.

A.2.4.3.6 Die Liquidität des Hubs Zeebrugge reicht nicht aus, um den Wettbewerbsdruck auf den belgischen Märkten zu verstärken

275. Angesichts der anhaltenden Engpässe an den internationalen Einspeisepunkten könnte der Hub Zeebrugge eine Liquiditäts- und infolgedessen Bezugsquelle für die Wettbewerber von Suez auf den belgischen Erdgasmärkten darstellen. Aufgrund seines Anschlusses an das Transitnetz hat der Hub diese Rolle aber bislang nicht gespielt, und es ist sehr unwahrscheinlich, dass sich dies ändert.

276. Der Zeebrugger Hub liegt an der Transitachse rTr/vTn (Interconnector-Zelzate-Eynatten). Physisch liegt er im Terminal IZTF (Interconnector Zeebrugge Terminal Fluxys) hinter der Zählstation dieses Terminals, in Strömungsrichtung vom Interconnector nach Belgien gesehen. Diese Transitachse wird von Distrigaz & Co. vermarktet. Um Zugang zum Hub zu erhalten und Erdgas zum belgischen Fernleitungsnetz zu transportieren, muss zunächst Transitkapazität bei Distrigaz & Co. gebucht werden. Wie oben gezeigt, ist die Kapazitätsnachfrage für diese Transitachse besonders groß, so dass ein erhebliches Engpassrisiko besteht. So stellte der Generalrat der CREG fest: „Der Zugang zum Hub stellt derzeit aufgrund von Engpässen ein Problem dar“.¹⁹⁴ In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte machen die Parteien geltend, dass das Fernleitungsnetz von Fluxys seit April 2006 mit dem Hub verbunden sei, ohne jedoch Kapazitäten zu nennen.¹⁹⁵ Trotz dieser Verbindung ist jedoch der Generalrat der CREG im Juli 2006 zu dem genannten Schluss gelangt.

277. Der neuen Studie der CREG¹⁹⁶ zufolge sind „nur Netzbenutzer, die Kapazitätsrechte für die Pipeline rTr/vTn besitzen, berechtigt, Erdgas zu liefern und Erdgas des Hubs Zeebrugge zu entnehmen, als ob es sich um eine Art Halt für ihre Transportaktivitäten handeln würde. Dieses Recht ist allerdings nicht immer vertraglich festgeschrieben. Es scheint, dass alte Verträge nie dahingehend angepasst wurden und bei ihnen diese Ausspeisemöglichkeit übereinkommend vereinbart wird.“

¹⁹⁴ Stellungnahme CG 190706-031 vom 19.7.2006 zur Studie (F)060719-CREG-554 über die notwendigen Maßnahmen zur Verbesserung des Funktionierens der Liquidität des Hubs Zeebrugge.

¹⁹⁵ Randnr. 70 der Antwort.

¹⁹⁶ Studie F060719-CREG-554 vom 19.7.2004 über die „notwendigen Maßnahmen zur Verbesserung des Funktionierens und der Liquidität des Hubs Zeebrugge“.

278. Dieser Studie zufolge müssen „andere Parteien, die Zugang zum Hub erhalten wollen und nicht weiter als bis zur Region Zeebrugge gehen wollen, ebenfalls ein Kapazitätsrecht über einen Entry-Exit-Vertrag mit Distrigaz & Co. erhalten. Alle Verhandlungen finden auf bilateraler Grundlage ohne die geringste Transparenz statt. Wie auf diesem Primärmarkt gibt es auch für Kapazitätsübertragungen auf dem Sekundärmarkt keine transparenten Regeln. Der Zugang zum Hub wird daher von Distrigaz & Co. beherrscht, gleich ob es sich nun um den primären oder den sekundären Markt handelt. Da Distrigaz ein (tatsächlicher oder potenzieller) Wettbewerber der anderen Marktteilnehmer am Hub Zeebrugge ist, stellt ihre zentrale und monopolistische Rolle auf dem Kapazitätsmarkt in der Region Zeebrugge im Hinblick auf den Zugang zum Hub ein echtes Problem dar. Vor allem darf man sich berechnete Fragen zur Vertraulichkeit und diskriminierungsfreien Behandlung der Informationen stellen.“
279. Die Studie schließt damit, dass „potenzielle Erdgasanbieter auch das Fehlen eines schnellen Zugangs zu Kapazität als Hindernis nennen. Wenn an einem der belgischen Grenzübergänge Erdgas zu ihrer Disposition steht, sind sie nicht in der Lage, ausreichend schnell die notwendige zusätzliche Kapazität zu erhalten, um dieses Gas sofort bis zum Hub durchzuleiten. Genutzt werden kann ausschließlich die im Voraus kontrahierte Kapazität.“
280. Eine weitere Einschränkung der Liquidität des Hubs Zeebrugge beruht auf den unterschiedlichen Qualitätsspezifikationen, die in Belgien und im Vereinigten Königreich gelten. Wie bereits gesagt, beinhaltet die Lage des Hubs an der Pipeline rTr/vTn, dass alle zum Hub gelangenden Erdgasmengen die britischen Spezifikationen erfüllen müssen. Dies stellt allerdings für den LNG-Zufluss und, in geringerem Maße, für das norwegische Erdgas eine unbedingte Schranke dar. Dadurch sind die Pipeline rTr/vTn und damit der Hub in Belgien vom restlichen Fernleitungsnetz isoliert. Aus diesen Gründen wird auch eine Erweiterung der Kapazität des Interconnectors die Liquidität des Hubs nicht erhöhen, da sich die britischen Spezifikationen nicht ändern und somit den Zugang von Erdgas weiter beschränken werden.
281. Zudem hat Huberator, eine Tochtergesellschaft von Suez¹⁹⁷, die den Zeebrugger Hub betreibt, die Einstellung der automatischen Back-up-Dienstleistungen ab Januar 2007 angekündigt. Bislang hat Distrigaz Huberator diese Dienstleistungen erbracht. Sie sind unabdingbar, um (vorübergehende) Differenzen zwischen den Positionen der am Hub tätigen Unternehmen auszugleichen. Im Übrigen scheint Distrigaz in Belgien mit ihrer großen verfügbaren Erdgasmenge als einziger Marktteilnehmer in der Lage zu sein, diese Dienstleistung zu erbringen. Die Preise für diese Back-up-Dienstleistungen wurden bereits früher als zu hoch kritisiert. Die Einstellung dieser Dienstleistungen wird dazu führen, dass das Vertrauen der Marktteilnehmer in das Funktionieren des Zeebrugger Hubs abnimmt und dadurch die Liquidität des Hubs weiter schmälern.
282. Was die Back-up-Dienstleistungen anbelangt, so hatte Distrigaz bis Dezember 2004 eine vertragliche Vereinbarung mit Huberator zur Übernahme des automatischen Back-ups für eine Zeitdauer von fünf Stunden bei jedem Lieferausfall. Dieser Vertrag, der vor der Aufspaltung von Distrigaz geschlossen worden war, bot einen ausreichenden Schutz der Kunden zu einem angemessenen Preis und half bei der Schaffung von Liquidität. Dieser Vertrag wurde später durch einen neuen Vertrag zwischen Distrigaz und Huberator über

¹⁹⁷ Suez kontrolliert Huberator über Fluxys, die 90 % der Anteile von Huberator hält.

Back-up-Dienstleistungen ersetzt, der zu einer beträchtlichen Preissteigerung führte (Multiplikator 1,5 gegenüber einem Multiplikator von zuvor 1,0)¹⁹⁸, die die Kunden, auf die diese Steigerung von Huberator umgelegt wird, für die Nutzung dieser Dienstleistungen zahlen müssen.¹⁹⁹

283. Diese Preise, die von CREG als hoch eingestuft werden, stellen für Distrigaz ein Mittel dar, um die Kosten ihrer Wettbewerber am Hub zu erhöhen, während sie für Distrigaz Einnahmen in gleicher Höhe darstellen. Schließlich kündigte Huberator den Kunden des Hub vor kurzem an, dass diese Dienstleistung am 1. Januar 2007 eingestellt werde. Die Einstellung oder auch nur Verringerung der Back-up-Dienstleistungen wird sich allerdings nachteilig auf die anderen aktiven Marktteilnehmer des Hubs auswirken, die im Gegensatz zu Distrigaz weder über Speicherzugang noch über einen großen und diversifizierten Kundenstamm verfügen.
284. Ein weiterer Faktor, der die Liquidität des Hubs einschränkt, sind die als zu lang betrachteten Fristen für den Erhalt von Kapazität vom und zum Hub. So stellt die CREG in ihrer Studie fest, dass die potenziellen Erdgasanbieter auch das Fehlen eines schnellen Zugangs zu Kapazität als Zugangshindernis nennen. Wenn an einem der belgischen Grenzpunkte Erdgas zu ihrer Disposition steht, sind sie nicht in der Lage, ausreichend schnell die notwendige zusätzliche Kapazität zu erhalten, um dieses Gas kurzfristig zum Hub zu leiten. Genutzt werden kann nur die im Voraus kontrahierte Kapazität. Schließlich wird die Entwicklung der Liquidität am Hub dadurch gebremst, dass Distrigaz (über Distrigaz & Co.) durch die Kontrolle der zum Hub führenden Pipelines die Positionen aller anderen Parteien kennt; nach Ansicht der CREG dürfe man sich daher berechtigterweise Fragen zur Vertraulichkeit und diskriminierungsfreien Behandlung der Informationen stellen.²⁰⁰

A.2.4.3.7 Das System der stundenbezogenen Bilanzierung benachteiligt neue Anbieter

285. Fluxys setzt in Belgien das System des stündlichen Bilanzausgleichs mit tages- und stundenbezogenen Schwellen ein; in einigen anderen Ländern kommt dagegen eine rein tagesbezogene Bilanzierung zur Anwendung. Dies beinhaltet, dass ein Shipper gezwungen ist, seine Ein- und Ausspeisungen (mit Toleranzen) über den ganzen Tag im Gleichgewicht zu halten, dass er aber auch stündliche Grenzwerte beachten muss. Das System der stündlichen Bilanzierung gesteht den Shippern weniger Flexibilität als das System der täglichen Bilanzierung zu, bei dem Differenzen während einer bestimmten Stunde in den folgenden Stunden ausgeglichen werden können. Für jede Bilanzabweichung fallen nun aber Entgelte für Ausgleichsleistungen an, die der Shipper an Fluxys zahlen muss.
286. Die prohibitive Wirkung jedes Bilanzausgleichssystems, die bei der stündlichen Bilanzierung stärker als bei der täglichen Bilanzierung ausgeprägt sind, beruht auf ihren diskriminierenden Folgen für neue Anbieter zum einen und das etablierte Unternehmen

¹⁹⁸ In ihrer Antwort behaupten die Parteien, der Multiplikator würde 1,25 betragen (Randnr. 52 der Antwort).

¹⁹⁹ Randnr. 55 der Studie.

²⁰⁰ Randnr. 61 der Studie.

zum anderen. Auf der einen Seite stehen die neuen Anbieter, die nur über begrenzte Erdgasmengen und einen kleinen Kundenstamm verfügen, so dass die Gefahr von Bilanzabweichungen relativ groß ist. Auf der anderen Seite steht das etablierte Unternehmen mit seinen großen verfügbaren Erdgasmengen und seiner diversifizierten Kundenstruktur, das seine Positionen leichter ausgleichen kann, da ihm die Größe seines Kundenbestands einen beträchtlichen Handlungsspielraum bietet.

A.2.4.3.8 Schlussfolgerung zu den Marktzutrittsschranken

287. Angesichts obiger Ausführungen stellt die Kommission fest, dass sehr hohe Marktzutrittsschranken vorliegen, die den Einstieg in die belgischen Erdgasmärkte stark erschweren. Einige dieser Schranken, d. h. die Kontrolle von SEGEO, die Kapazitätsbuchungen und der Speicherzugang, bei denen sich die Positionen der Parteien addieren, werden durch den Zusammenschluss verstärkt. Daher ist es unwahrscheinlich, dass andere derzeitige oder potenzielle Wettbewerber die Rolle von GDF übernehmen und dadurch den Wettbewerbsdruck ausgleichen werden, der durch den geplanten Zusammenschluss beseitigt wird. Die Ausschaltung von GDF als größten Wettbewerber von Suez in Belgien hat vor diesem Hintergrund nachteilige Auswirkungen auf einen wirksamen Wettbewerb, die weit über die einfache Addition von Marktanteilen hinausgehen.

A.2.4.4 Schlussfolgerung

288. Die Kommission stellt fest, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den folgenden Erdgasmärkten Belgiens erheblich behindern wird:

- Nationaler Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger
- Nationale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Wiederverkäufer
- Nationale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an große Industriekunden
- Nationale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an kleine Industrie- und Gewerbetunden
- Nationale wie regionale Märkte für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Haushaltskunden.

A.3 FRANKREICH

A.3.1 Nationale Rahmenbedingungen

289. Dem Tätigkeitsbericht 2006 der Commission de régulation de l'énergie (Energiergulierungskommission, CRE) zufolge ist der Erdgasverbrauch Frankreichs 2005 gegenüber dem Vorjahr um 3,3 % gestiegen. Der französische Erdgasverbrauch wird nahezu vollständig durch Einfuhren gedeckt. Diese stiegen von 516,0 TWh in 2004 um 4,2 % auf 537,9 TWh in 2005.²⁰¹ Die größten Erdgaslieferanten sind Norwegen (27 %), Russland (21 %), die Niederlande (20 %) und Algerien (12 %). Die französischen Einfuhrkapazitäten werden derzeit vor allem durch die Erweiterung der Kapazitäten des Einspeisepunktes Obergailbach und den künftigen Bau eines neuen LNG-Terminals in Fos Cavaou ausgebaut.

Einzelstaatliche Liberalisierung und Regelung: Allgemeines

290. Frankreich hat die Erdgasrichtlinie vom 26. Juni 2003 mit dem Gesetz vom 9. August 2004 umgesetzt. Das Gesetz vom 3. Januar 2003 und das Dekret Nr. 2003-302 vom 1. April 2003, geändert durch das Dekret Nr. 2004-420 vom 18. Mai 2004, sehen für alle Erdgasabnehmer, mit Ausnahme der Haushaltskunden, unabhängig von einer Verbrauchsschwelle die freie Wahl des Anbieters vor.

291. Zugelassene Kunden können sich entscheiden, von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl keinen Gebrauch zu machen. In diesem Fall gelten für sie weiterhin reglementierte Preise. Wenn sie dagegen beschließen, von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch zu machen, unterliegen sie unwiderruflich freien Preisen.

292. Am 1. Januar 2006 betrug die gesetzliche Öffnungsquote des Erdgasmarktes mit 640 000 zugelassenen Standorten 73 %, entsprechend einem jährlichen Erdgasverbrauch von rund 380 TWh. Zum gleichen Zeitpunkt hatten 68 400 Standorte von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl Gebrauch gemacht. Sie machten 52 % des Gasverbrauchs der zugelassenen Standorte und etwas weniger als 11 % der Zahl der zugelassenen Standorte aus. Auf die Standorte, die einen alternativen Anbieter gewählt hatten (nicht den etablierten Versorger, von dem sie abhängig waren), entfielen 32 % des Erdgasverbrauchs der Standorte, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht hatten.²⁰²

Die Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

293. In Frankreich werden die Erdgas- und Strommärkte von der unabhängigen Regulierungsbehörde CRE reguliert, die vom Gesetzgeber im Jahr 2000 eingerichtet wurde. Sie hat im Wesentlichen zwei Aufgaben: 1) Dritten den Zugang zu öffentlichen Stromnetzen und zu Erdgasnetzen und -anlagen zu garantieren, 2) Regulierung der

²⁰¹ „Observatoire de l'énergie“, April 2006 (Direktion für Energie und Rohstoffe – Ministerium für Wirtschaft, Finanzen und Industrie).

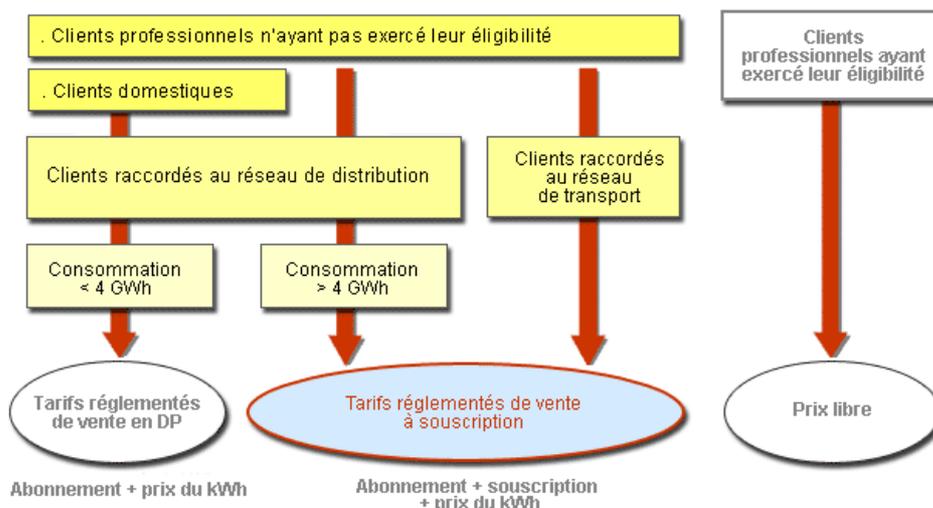
²⁰² „Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz“ (4. Quartal 2005), CRE.

Märkte. Festzustellen ist jedoch, dass ihre Befugnisse im Erdgassektor weniger weitreichend als im Stromsektor sind, wie weiter unten ausgeführt wird.

294. Die CRE ist im Rahmen ihrer ersten Aufgabe i) Garant des Zugangsrechts zu öffentlichen Stromnetzen und Erdgasnetzen und –anlagen, ii) zuständig für den reibungslosen Betrieb und die Entwicklung der Strom- und Erdgasnetze und -infrastrukturen und iii) Garant für die Unabhängigkeit der Netzbetreiber.
295. Im Bereich der Infrastrukturen schlägt die CRE den Ministern für Wirtschaft und Energie die Nutzungsentgelte für die Übertragungs- und Verteilernetze für Strom und für die Erdgasnetze und die LNG-Anlagen vor. Da jedoch der Zugang zu Erdgasspeicheranlagen verhandelbar ist, hat die CRE keinerlei Befugnisse hinsichtlich der von den Marktteilnehmern gewährten Preise.
296. Im Übrigen legt die CRE Streitigkeiten zwischen Benutzern und Betreibern von Fernleitungs-/Übertragungs- und Verteilernetzen für Strom und Erdgas, Erdgasspeichern oder LNG-Anlagen bei. In diesem Rahmen kann sie vorsorgliche Maßnahmen, Zwangsgelder oder Sanktionen verhängen.
297. Die CRE billigt das jährliche Investitionsprogramm des Betreibers des öffentlichen Stromübertragungsnetzes; im Erdgassektor hat die CRE diese Befugnis jedoch weder für das Fernleitungsnetz noch für die Speicher.
298. Die CRE sorgt für die Einhaltung der Verhaltenskodizes durch Strom- und Gasnetzbetreiber und bewertet deren Unabhängigkeit. Ein erster Bericht wurde von der CRE im November 2005 herausgegeben. Weiterhin billigt die CRE die Regeln für die Rechnungslegung zur Entflechtung der Tätigkeiten von integrierten Strom- und Erdgasunternehmen.
299. Im Rahmen ihrer zweiten Aufgabe hat die CRE Prärogativen im Bereich der Marktregulierung und der reglementierten Tarife für die nicht zugelassenen Verbraucher.
300. Zum einen gewährleistet sie die Aufsicht über die organisierten Strom- und Erdgasmärkte sowie den Handel mit diesen beiden Energieträgern an den Grenzen. Diese Prärogative wurde jedoch noch nicht umgesetzt, da sie von einem noch nicht veröffentlichten Dekret abhängig ist.
301. Zum anderen gibt die CRE Stellungnahmen zu den für nicht zugelassene Verbraucher geltenden Strom- oder Erdgaspreisen ab, die von der Regierung beschlossen wurden. Mit dieser Stellungnahme soll sichergestellt werden, dass die Preise kostenorientiert sind und nicht zu Quersubventionen zugunsten zugelassener Kunden führen. Es handelt sich allerdings nur um eine beratende Stellungnahme.

Reglementierte Preise für die Gasversorgung

302. Wie die folgende Grafik zeigt, gibt es in Frankreich derzeit zwei Arten reglementierter Preise: (i) die Bereitstellungstarife (tarifs à souscription) und (ii) die öffentlichen Verteilungspreise (tarifs en distribution publique).



Quelle: Website der CRE

Clients professionnels n'ayant pas exercé leur éligibilité	Gewerbekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Versorgers keinen Gebrauch gemacht haben
Clients domestiques	Haushaltskunden
Clients rattachés au réseau de distribution	An das Verteilernetz angeschlossene Kunden
Consommation < 4 GWh	Verbrauch < 4 GWh
Consommation > 4 GWh	Verbrauch > 4 GWh
Tarifs réglementés de vente en DP	Reglementierte öffentliche Verteilungspreise
Abonnement + prix du kWh	Grundpreis + Arbeitspreis je kWh
Clients rattachés au réseau de transport	An das Fernleitungsnetz angeschlossene Kunden
Tarifs réglementés de vente à souscription	Reglementierte Bereitstellungstarife
Abonnement + souscription + prix du kWh	Grundpreis + Tagesbezug + Arbeitspreis je kWh
Clients professionnels ayant exercé leur éligibilité	Gewerbekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Versorgers Gebrauch gemacht haben
Prix libre	Freier Preis

303. Die öffentlichen Verteilungspreise gelten für alle an ein Verteilernetz angeschlossenen Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 4 GWh pro Jahr. Sie betreffen demnach sowohl nicht zugelassene Kunden (Haushaltskunden) als auch zugelassene Kunden (gewerbliche Abnehmer). Änderungen der öffentlichen Verteilungspreise werden per Beschluss der Minister für Wirtschaft und Energie nach beratender Stellungnahme der CRE entschieden. Die öffentlichen Verteilungspreise werden von GDF und den in

Frankreich bestehenden 22 örtlichen Verteilernetzbetreibern (öVNB) angewandt; GDF erwirtschaftet rund 96 % des Umsatzes mit diesen Tarifen.

304. Die Bereitstellungsstarife gelten für alle direkt an das Erdgasfernleitungsnetz angeschlossenen Verbraucher und die an ein Verteilernetz angeschlossenen Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 4 GWh pro Jahr. Alle betroffenen Verbraucher sind zugelassen. Änderungen der Bereitstellungsstarife werden von den Betreibern vorgeschlagen und kommen direkt zur Anwendung, sofern die Regierung ihnen nicht nach Einholung der beratenden Stellungnahme der CRE widerspricht. Neben GDF und Total bieten rund ein Dutzend öVNB Bereitstellungsstarife an.
305. Für Gewerbekunden (d. h. die zugelassenen Kunden) stellen die reglementierten Preise somit die Bezugsgröße dar, an der sie ihre Entscheidung ausrichten, von dem Recht auf freie Wahl des Versorgers Gebrauch zu machen oder nicht. Hierzu ist auch anzumerken, dass die geltenden reglementierten Preise, wie in Kapitel A 3.4.3.3 näher ausgeführt wird, dadurch gekennzeichnet sind, dass sie deutlich unter dem Marktpreis liegen.
306. Die geltende Regelung schreibt vor, dass die reglementierten Erdgasabgabepreise an den Kosten der Versorger orientiert sein müssen, um Quersubventionen zwischen abhängigen Kunden und dem für den Wettbewerb geöffneten Markt zu vermeiden und dadurch vor allem die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem geöffneten Markt zu ermöglichen.²⁰³

A.3.2. INFRASTRUKTUREN

A.3.2.1. Fernleitung

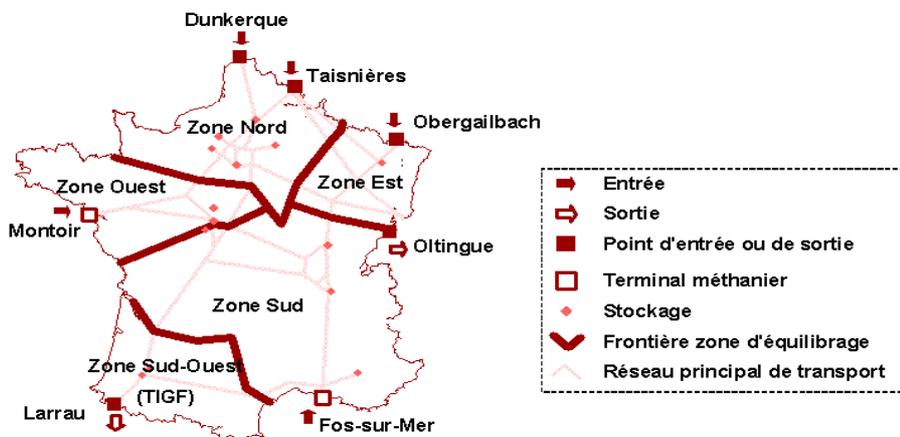
307. Frankreich besitzt auf seinem Hoheitsgebiet fünf Einspeisepunkte: Taisnières (an der Grenze zu Belgien), Dunkerque (an die aus Norwegen kommende Pipeline angeschlossen), Obergailbach (an der Grenze zu Deutschland), Montoir (LNG-Terminal im Westen) und Fos-sur-Mer (LNG-Terminal im Süden). Weiterhin liegen auf französischem Hoheitsgebiet zwei Ausspeisepunkte: Larrau (an der Grenze zu Spanien) und Oltingue (an der Grenze zur Schweiz). Einspeisekapazitäten sind auch an der spanischen Grenze in Larrau und in Biriadou verfügbar, allerdings derzeit sehr gering.
308. In Frankreich gibt es zwei Erdgasfernleitungsnetzbetreiber: GDF Réseau transport (GRTgaz) betreibt den überwiegenden Teil des Erdgasnetzes, Total Infrastructures Gaz France (TIGF) betreibt das Netz im Südwesten des Landes. GRTgaz und TIGF sind 100 %ige Tochtergesellschaften von GDF bzw. Total.
309. Das französische Fernleitungsnetz umfasst ein Hauptnetz und ein regionales Netz. Das Hauptnetz besteht aus allen Transporteinrichtungen, die die Ein- und Ausspeisepunkte

²⁰³ Artikel 7 des Gesetzes vom 3. Januar 2003 sieht vor: „Die Preise für die Abgabe von Erdgas an nicht zugelassene Kunden werden anhand der Merkmale der Lieferungen und der mit dieser Lieferung verbundenen Kosten festgelegt. Sie decken alle diese Kosten mit Ausnahme der Subventionen zugunsten zugelassener Kunden.“ Artikel 4 selbigen Gesetzes sieht vor: „Wenn ein zugelassener Kunde für einen Standort von seinem Recht nach Artikel 3 auf freie Wahl seines Versorgers keinen Gebrauch macht, wird für diesen Standort der zu dem Zeitpunkt, zu dem er zugelassen wird, geltende Vertrag weitergeführt. Unbeschadet der Bestimmungen für die Beendigung dieses Vertrages werden seine Tarifklauseln gegebenenfalls entsprechend den Änderungen der Erdgasverkaufspreise für nicht zugelassene Kunden geändert.“

auf dem Staatsgebiet und die Unterspeicher miteinander verbinden. Das regionale Netz dient regionalen Versorgung und ist dem Hauptnetz nachgelagert.

310. Das Hauptfernleitungsnetz umfasst derzeit fünf Bilanzzonen²⁰⁴, in denen die Benutzer innerhalb bestimmter Toleranzgrenzen genauso viel einspeisen müssen wie sie entnehmen. Das von GRTgaz betriebene Netz umfasst vier Bilanzzonen (Nord, West, Ost, Süd), während das Netz von TIGF eine einzige Bilanzzone bildet. Die Bilanzzonen bestehen aus Ausspeisezonen, die durch die ihnen zugeordneten Ausspeisepunkte definiert werden. Geplant ist, die Zahl der Zonen von GRTgaz im Jahr 2009 auf zwei zu verringern (Nord und Süd), indem die derzeitigen Zonen Nord, West und Ost zu einer einzigen Zone Nord zusammengefasst werden.

7 points d'entrée / sortie et 5 zones d'équilibrage



7 points d'entrée/sortie et 5 zones d'équilibrage	7 Ein-/Ausspeisepunkte und 5 Bilanzzonen
Zone Nord	Zone Nord
Zone Est	Zone Ost
Zone Ouest	Zone West
Zone Süd-Ouest	Zone Südwest
Entrée	Einspeisung
Sortie	Ausspeisung
Point d'entrée ou de sortie	Ein- oder Ausspeisepunkt
Terminal méthanier	LNG-Terminal

²⁰⁴ Erlass vom 25. Mai 2005 zur Festlegung der Bilanzzonen der Erdgasfernleitungsnetze.

Stockage	Speicher
Frontière zone d'équilibrage	Bilanzzonengrenze
Réseau principal de transport	Hauptfernleitungsnetz

311. Über das Fernleitungsnetz wird in allen fünf Zonen hochkalorisches Erdgas (H-Gas) transportiert. Darüber hinaus gibt es in der Zone Nord ein eigenes Netz für niederkalorisches Gas (L-Gas). Die Lage der Erdgaseinspeisepunkte auf dem Staatsgebiet lässt darauf schließen, dass das Fernleitungsnetz für die vorwiegende Fließrichtung Nord-Süd geplant wurde.
312. Entscheidungen über die Nutzungsentgelte für Fernleitungsnetze (Netzentgelte) werden von den Ministern für Wirtschaft und Energie gemeinsam auf Vorschlag der CRE getroffen.²⁰⁵ Das Netzentgelt für das Hauptnetz ist auf die Ein- und Ausspeisepunkte je Bilanzzone bezogen und somit nur von den Ein- und –ausspeisepunkten und nicht von der zurückgelegten Strecke abhängig. Im regionalen Fernleitungsnetz ist der Preis jedoch entfernungsbezogen. Das Nutzungsentgelt für die Erdgasfernleitungsnetze setzt sich zusammen aus Entgelten für die Einspeisung in das Hauptnetz, Entgelten für die Ausspeisung aus dem Hauptnetz, gegebenenfalls Entgelten für Koppelstellen zwischen Bilanzonen, Entgelten für den Transport im regionalen Netz und Übergabeentgelten.²⁰⁶ Einige zugelassene Endkunden sind direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen.²⁰⁷
313. In ihrer Entscheidung Total/Gaz de France²⁰⁸ stellte die Kommission im Jahr 2004 fest, dass die Netzentgelte in Frankreich inhomogen waren, weil sie Zoneneinspeise- und Zonenausspeiseentgelte sowie die Zahlung eines Entgelts für die Zonenkoppelstelle beinhalteten. Zudem unterstrich die Kommission, dass die Netzentgelte nicht in jeder Zone gleich waren und dass der Wechsel in die Zone GSO (heute TIGF) den Abschluss eines speziellen Vertrages mit dem Betreiber dieser Zone erforderte. Schließlich stellte die Kommission fest, dass die in Frankreich beobachteten physischen Engpässe die Fernleitung im gesamten Staatsgebiet in der Praxis schwierig gestalteten.
314. Im Rahmen des Formblatts CO widersprechen die Parteien dieser Analyse und begründen dies wie folgt²⁰⁹: Zunächst behaupten sie, es sei in den letzten Jahren nicht zu netzengpassbedingten Unterbrechungen bei der Versorgung der Kunden gekommen. Weiterhin sei der Entfernungseffekt bei der Erdgasfernleitung durch die Einführung des Entry-Exit-Preissystems und durch die deutliche Senkung der Entgelte für die

²⁰⁵ Artikel 7 des Gesetzes Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003 über die Erdgas- und Elektrizitätsmärkte und die öffentliche Energieversorgung.

²⁰⁶ Dekret Nr. 2005-607 vom 27. Mai 2005 über Regeln zur Bestimmung der Netzentgelte für die Erdgasfernleitungsnetze.

²⁰⁷ Die geltende Regelung sieht vor, dass ein Endkunde, der weniger als 5 GWh verbraucht, zwingend an das Verteilernetz angeschlossen sein muss (Artikel 16 des Dekrets Nr. 2004-251 vom 19. März 2004). Infolgedessen können nur Endkunden, die mindestens 5 GWh verbrauchen, an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden.

²⁰⁸ COMP/M.3410, Entscheidung vom 8.10.2004.

²⁰⁹ S. 142 des Formblatts CO.

Koppelstellen in den letzten Jahren erheblich abgeschwächt worden. Im Übrigen habe die Verringerung der Zahl der Entgeltzonen (von sieben auf fünf) im Jahr 2005 und der Zahl der Netzbetreiberunternehmen infolge der Auflösung der gemeinsamen Beteiligungen von Total und GDF dazu beigetragen, die Liquidität auf dem Markt zu erhöhen; die Zahl der Zonen solle am 1. Januar 2009 weiter von fünf auf drei Zonen verringert werden. Schließlich dürfte die Doppelung der Pipeline „Artère de Guyenne“, die die Netze von GRTgaz und TIGF verbindet, die Verbindungskapazitäten zwischen diesen beiden Netzen kurzfristig erhöhen.

315. Trotz der von den Parteien angeführten Argumente scheinen die Netzentgelte der einzelnen Zonen noch sehr heterogen zu sein, wie im Folgenden ausgeführt wird.
316. Erstens räumen die Parteien selbst ein, dass es Engpässe im Netz gibt, indem sie betonen: *„Die Höhe der Entgelte für die Koppelstellen spiegelt die verschiedenen Grade physischer Engpässe beim Übergang von einer Zone in eine andere wider“*.²¹⁰
317. GRTgaz selbst betont in ihrem Investitionsplan: *„Das Bestehen mehrerer Bilanzzonen im Tarifsysteem von GRTgaz schränkt die Arbitragemöglichkeiten zwischen mehreren Bezugsquellen sowohl durch mögliche Engpässe an den Koppelstellen zwischen Zonen als auch durch die mit jeder Zone verknüpften Zusatzentgelte ein“*.²¹¹
318. Die CRE betont in ihrer Antwort auf den Fragebogen der Kommission weiterhin, dass die bestehenden Verbindungskapazitäten, sowohl innerhalb jedes Netzes als auch zwischen den beiden Netzen von GRTgaz und TIGF, nicht ausreichen würden, um eine effiziente Erdgasfernleitung im gesamten französischen Hoheitsgebiet zu gewährleisten. So betont die CRE: *„Das Vorliegen potenzieller Engpässe hat zur Einrichtung von Bilanzzonen geführt“*²¹².
319. Zweitens beruhen die Netzentgelte auf den Kosten jedes Netzbetreibers, was beinhaltet, dass die Netzentgelte von GRTgaz und TIGF nicht einheitlich sind. Hierzu ist anzumerken, dass die Ein- und Ausspeiseentgelte im Hauptnetz von TIGF im Sommer und im Winter unterschiedlich sind, während es beim Hauptnetz von GRTgaz keine solche Unterscheidung gibt. Darüber hinaus muss für den Übergang vom GRTgaz-Netz zum TIGF-Netz ein spezielles Koppelstellenentgelt gezahlt werden, das einen wesentlichen Teil des gesamten Netzentgelts ausmacht. Den von den Parteien vorgelegten Berechnungen zufolge machen die Kosten für diesen Netzübergang mehr als 50 % der Transportkosten für eine MWh Erdgas zwischen Dunkerque (Zone Nord von GRTgaz) und Toulouse (Zone TIGF) aus.²¹³ Im Fall des Erdgastransports aus einer anderen Zone von GRTgaz in die TIGF-Zone ist der Anteil dieses Koppelstellenentgelts noch höher.

²¹⁰ S. 142 des Formblatts CO.

²¹¹ Antwort der Parteien (Nr. 14319) per E-Mail vom 1.8.2006 – Zehnjahres-Investitionsplan – Näherungsweise Szenario für den Zeitraum 2006-2015, vorgelegt auf der Verwaltungsratssitzung vom 16. Juni 2006.

²¹² Antwort der CRE (Nr. 14565) per E-Mail vom 7.8.2006 auf den Fragebogen Phase I, Frage 32.

²¹³ S. 143 des Formblatts CO. Auf der Basis eines Gesamtnetzentgelts von 661,98 €/MWh/Tag pro Jahr von Dunkerque nach Toulouse betragen die Kosten für den Wechsel vom GRTgaz-Netz in das TIGF-Netz 354,96 €/MWh/Tag pro Jahr.

320. Drittens bestehen selbst innerhalb des GRTgaz-Netzes erhebliche Differenzen zwischen den Koppelstellenentgelten; der höchste Preis ist fast neun Mal so hoch wie der niedrigste Preis.²¹⁴ Im Übrigen weichen die Entgelte für Koppelstellen zwischen zwei Zonen auch richtungsabhängig stark ab.²¹⁵
321. Diese Differenzen bei den Netzentgelten (zwischen Zonen von TIGF und GRTgaz zum einen und zwischen Zonen von GRTgaz zum anderen) führen dazu, dass der Anteil der Netzentgelte an den Erdgaspreisen je nach Lage des Einspeisepunktes unterschiedlich hoch ist. So hat die CRE beispielsweise den Anteil des durchschnittlichen Netzentgelts am Preis einer MWh Erdgas, das in den benachbarten Zonen Süd (GRTgaz) und Südwest (TIGF) transportiert wird, in Abhängigkeit vom Punkt der Einspeisung des Erdgases nach Frankreich berechnet.²¹⁶ Wie die folgende Tabelle zeigt, ist das Verhältnis Netzentgelt/Erdgaspreis bei gleicher Ursprungszone beim Transport des Erdgases in die Zone Südwest deutlich höher als beim Transport in die Zone Süd; das Verhältnis ist für die Zielzone Südwest um 45 % (Erdgas aus der Zone Nord) bis 86 % (Erdgas aus der Zone West) höher. Gleichsam ist das betreffende Verhältnis für dieselbe Zielzone je nach Ursprungszone sehr heterogen.

Anteil des mittleren Netzentgelts einer MWh (in % des Erdgaspreises)²¹⁷

Transportzone	Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz				
	Dunkerque (Nord)	Taisnières (Nord)	Obergailbach (Ost)	Montoir (West)	Fos (Süd)
Süd	6,2	6,2	5,3	5,1	3,5
Südwest	9	9	8,1	9,5	6,3

Quelle: CRE

322. Viertens werden, selbst wenn eine Erweiterung bestimmter Verbindungskapazitäten zwischen den Netzen TIGF und GRTgaz geplant ist, diese neuen Kapazitäten frühestens 2008-2009 in Betrieb genommen. Und selbst danach wird sich die Beibehaltung von drei Entgeltzonen (zwei Zonen von GRTgaz und eine Zone von TIGF) weiter auf das Netzentgelt auswirken.
323. Festzustellen ist, dass die Parteien die Argumente, die von der Kommission sowohl in der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) als auch in der Mitteilung der

²¹⁴ Siehe Stellungnahme des Ministers für Wirtschaft, Finanzen und Industrie vom 27. Mai 2005 zu den Netzentgelten für die Erdgasfernleitungsnetze auf Vorschlag der CRE. Das Entgelt für Koppelstellen beträgt aus den Zonen Ost und West in die Zone Süd 146,88 €/MWh/Tag pro Jahr, während es aus den Zonen Ost und West in die Zone Nord bei 29,40 €/MWh/Tag liegt.

²¹⁵ Beispielsweise beträgt das Koppelstellenentgelt von der Zone Ost zur Zone Süd 146,88 €/MWh/Tag pro Jahr, während es von der Zone Süd zur Zone Ost bei 29,40 €/MWh/Tag liegt.

²¹⁶ Antwort der CRE (Nr. 14565) per E-Mail vom 7.8.2006 auf den Fragebogen Phase II, Frage 11.

²¹⁷ Die Netzentgelte stellen einen Mittelwert dar und beinhalten das Entgelt für den regionalen Transport zum Endkunden. Von der CRE wurde ein Erdgaspreis von 25 €/MWh berücksichtigt. Es handelt sich um einen Versorgungsstellenendpreis, der somit das Netzentgelt beinhaltet.

Beschwerdepunkte dargelegt wurden, nicht erörtert haben und sich damit begnügt haben, die Kommission auf den im Formblatt CO ausgeführten Standpunkt zu verweisen.

A.3.2.2 Verteilung

324. Unter Erdgasverteilung versteht man den Transport von Erdgas über kurze Entfernungen in Leitungen mit geringerem Durchmesser als bei der Fernleitung und mit geringerem Druck.
325. Nach Angaben der CRE sind rund 11 Millionen Verbraucher an das Verteilernetz angeschlossen. Diese Kunden werden von 23 Verteilernetzbetreibern versorgt. Landesweit liefert das GDF-Netz somit mehr als 96 % des Erdgasverbrauchs, während die Netze von Gaz de Bordeaux und Gaz de Strasbourg jeweils rund 1,5 % des Gasverbrauchs liefern. Auf die anderen 20 Verteilernetzbetreiber zusammen entfallen weniger als 1 % des Verbrauchs. Jeder Betreiber hat in dem von seinem Verteilernetz versorgten Gebiet eine Monopolstellung.
326. Entscheidungen über die Tarife werden von den Ministern für Wirtschaft und Energie gemeinsam auf Vorschlag der CRE getroffen.²¹⁸ Die Nutzungsentgelte sind für das gesamte Netz eines Verteilernetzbetreibers einheitlich. Im Übrigen ist die Tarifstruktur für alle Verteilernetzbetreiber einheitlich, wobei jede Tarifoption von der Verbrauchscharakteristik des Endkunden abhängig ist. Jede Option umfasst einen jährlichen Grundpreis, ein im Verhältnis zur Verbrauchsmenge stehendes Entgelt und gegebenenfalls ein Entgelt im Verhältnis zur vereinbarten Tagesbezugsmenge.

A.3.2.3 Speicher

327. Unterspeicher werden dazu genutzt, die über das Jahr regelmäßigen Lieferungen an den unregelmäßigen und unter dem Strich auf die Wintermonate konzentrierten Verbrauch der Endkunden anzupassen. Speicher dienen somit in erster Linie dazu, das Gas im Sommer ein- und im Winter auszulagern und ermöglichen es, die Nachfrage an sehr kalten Tagen zu befriedigen. Sie sind ein wesentlicher Faktor der Versorgungssicherheit und Flexibilität, die alle Versorger gewährleisten müssen. Daher stellen sie für das reibungslose Funktionieren des Erdgasmarktes wesentliche Infrastrukturen dar.
328. In Frankreich gibt es zwei Kategorien von Erdgasspeichern: Porenspeicher und Salzstockspeicher. Porenspeicher ermöglichen das Einlagern großer Mengen und werden genutzt, um den Grundbedarf während des gesamten Winters zu decken. Salzstockspeicher ermöglichen hohe Spitzenbezüge, dafür eine geringere volumenbezogene Kapazität, so dass sie zur Deckung von Bedarfsspitzen an kalten Wintertagen geeignet sind.
329. Die beiden einzigen Betreiber von Erdgasspeicheranlagen in Frankreich sind die Direction des Grandes Infrastructures (DGI) von GDF und Total Infrastructures Gaz France (TIGF), eine Tochtergesellschaft von Total. GDF betreibt dreizehn Anlagen im gesamten Hoheitsgebiet, außer im Südwesten. TIGF betreibt zwei Anlagen im

²¹⁸ Artikel 7 des genannten Gesetzes Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003.

Südwesten. Nur GDF betreibt Salzstockspeicher, von denen es in Frankreich drei gibt. Im Übrigen betreibt GDF die einzige Speicheranlage für L-Gas (Porenspeicher) in Frankreich. Nach Angaben der Parteien macht die von GDF vermarktete Speicherkapazität fast 79 % der in Frankreich vermarkteten Gesamtspeicherkapazität aus.

330. Die Preise und die allgemeinen Nutzungsbedingungen für die Speicheranlagen sind nicht reguliert, sondern werden von den Unternehmen festgelegt. Die CRE hat daher in diesem Bereich keine Regulierungsbefugnis.
331. Die Speicherdienstleistungen von GDF werden in Form eines physischen Zugangs zu sechs Speichergruppen vermarktet: Centre (3 Anlagen), Ile de France Nord (3 Anlagen), Ile de France Sud (3 Anlagen), Lorraine (1 Anlage), Salins Sud (3 Salzstockspeicher) und Picardie (1 Anlage für L-Gas).
332. Für die Anlage [...]*, die ebenfalls der DGI gehört und von ihr betrieben wird, gilt ein spezieller Versorgungssicherungs- und Flexibilitätsvertrag mit GRTgaz. Die Laufzeit der Speicherverträge beträgt ein Jahr (vom 1. April des Jahres n bis zum 31. März des Jahres n+1, wobei die Buchungen im Februar des Jahres n erfolgen). Im Übrigen ist es seit 1. April 2006 möglich, Zugang zu Kapazitäten für einen kürzeren Zeitraum (einen Tag) zu erhalten. Jede dieser Speichergruppen ist (über eine oder mehrere Verbindungsstellen zwischen Fernleitungsnetz und Speicher) an nur eine Bilanzzone angeschlossen, mit Ausnahme der Gruppe Centre, die die Zonen West und Süd versorgt.
333. Der Zugang zu den Speicherinfrastrukturen von TIGF wiederum ist nur von der Bilanzzone Südwest aus möglich.
334. Jede Speichergruppe ist an nur eine Bilanzzone angeschlossen, mit Ausnahme der Gruppe Centre, die die Zonen West und Süd versorgt.
335. Nach den von GDF eingeführten vorläufigen Regeln für den Speicherzugang ist es möglich, innerhalb bestimmter Grenzen Speicherkapazitäten in einer anderen Bilanzzone zu buchen als der, in der sich die versorgten Kunden befinden.²¹⁹ Auch nach den von TIGF eingeführten vorläufigen Regeln für die Speicherzuteilung ist es möglich, Speicherkapazitäten für Bedarf in einer anderen Zone als Südwest zu buchen, wobei jedoch Anfragen, die den Bedarf in dieser Zone betreffen, Vorrang haben.²²⁰
336. Die von GDF und TIGF eingeführten vorläufigen Regeln wurden durch die mit dem Dekret Nr. 2006-1034 vom 21. August 2006 erlassenen Regeln ersetzt und dürften somit vom Speicherjahr 2007/2008 an umgesetzt werden.

²¹⁹ Vorläufige Grundsätze für die Allokation von Speicherkapazitäten (24. Dezember 2005).

²²⁰ Regeln für die Allokation der Speicherkapazitäten (RAC, 9. Mai 2005). TIGF teilte jedoch mit: „*Da bis zum 31. März 2006 Kapazitäten verfügbar waren, konnten alle Anfragen der Shipper vor März 2006 nach dem Windhundverfahren („first come first served“) befriedigt werden, ohne die in den RAC beschriebenen Prioritätsregeln einsetzen zu müssen*“ (siehe Antwort Nr. 13583 vom 18. Juli 2006 auf den Fragebogen der Kommission).

A.3.2.4 LNG-Terminals

337. LNG-Terminals sind Erdgasanlagen, die (LNG) annehmen und wieder verdampfen, um es in das Erdgasfernleitungsnetz einzuspeisen. In Frankreich gibt es derzeit zwei LNG-Terminals, und zwar Fos Tonkin in Fos-sur-Mer in der Nähe von Marseille und Montoir in der Nähe von Saint-Nazaire. Nach Angaben der CRE wird an diesen Terminals rund ein Viertel des in Frankreich verbrauchten Erdgases angelandet. Diese Infrastrukturen sind im Besitz von GDF und werden von ihr betrieben (über die DGI). Im Übrigen hat GDF mit dem Bau eines dritten LNG-Terminals in Fos Cavaou begonnen, das Ende 2007 in Betrieb gehen soll. Geplant ist, dass Total eine Kaufoption für rund 30 % des Kapitals der Gesellschaft, die dieses Terminal besitzen wird, erhält; nach Angaben der Parteien wird diese Gesellschaft jedoch von GDF allein kontrolliert.
338. Entscheidungen über die Tarife werden von den Ministern für Wirtschaft und Energie gemeinsam auf Vorschlag der CRE getroffen.²²¹ Das Nutzungsentgelt der Terminals umfasst eine Pauschale je Schiff, ein Entgelt im Verhältnis zu den entladenen Mengen und ein Entgelt im Verhältnis zur Nutzungsdauer der LNG-Speicher.
339. Das Terminal Fos liegt in der Bilanzzone Süd, das Terminal Montoir in der Zone West. Die Substituierbarkeit der beiden Terminals ist begrenzt, da in Montoir Flüssiggastanker mit einem Fassungsvermögen bis zu 200 000 m³ anlegen können, während in Fos maximal 75 000 m³ möglich sind.

A.3.3 Relevante Märkte

340. Entsprechend der Entscheidungspraxis der Kommission lassen sich die verschiedenen, mit dem Erdgassektor verbundenen Tätigkeiten in verschiedene relevante Märkte unterteilen, von der Exploration bis hin zur Lieferung an den Endverbraucher.
341. Die Entscheidungspraxis der Kommission²²² zeigt, dass die folgenden Tätigkeiten unterschiedliche sachliche Märkte darstellen: i) Exploration/Erzeugung von Erdgas, ii) Erdgasgroßhandelsmarkt, iii) Erdgasfernleitung (über Hochdrucknetze), iv) Erdgasverteilung (über Niederdrucknetze), v) Erdgasspeicherung, vi) Erdgashandel (Trading), vii) Erdgaslieferung, die wiederum mehrere eigenständige Märkte umfasst.
342. Da der geplante Zusammenschluss keine Auswirkungen auf die Märkte für Erdgasinfrastrukturen haben wird, ist eine genaue Definition dieser Märkte für die Zwecke dieser Entscheidung nicht erforderlich. Die Situation im Hinblick auf die Eigentumsverhältnisse, den Betrieb und die Nutzungsrechte der genannten Infrastrukturen wird dagegen bei der Würdigung der Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die nachgelagerten Märkte berücksichtigt.
343. Auf der Grundlage der genannten Entscheidungspraxis der Kommission und der Marktuntersuchung und gemäß den Feststellungen für den Fall Belgiens vertritt die Kommission die Auffassung, dass für die Zwecke dieser Transaktion die folgenden

²²¹ Artikel 7 des genannten Gesetzes Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003.

²²² Vgl. COMP/M.3440 EDP/GDP/ENI vom 9. Dezember 2004, COMP/M.3696 E.ON/MOL vom 12.12.2005 und COMP/M3886 Dong/Elsam/Energi E2 vom 15.3.2006.

Märkte für die Lieferung von Erdgas analysiert werden müssen: i) Lieferung von Erdgas an große Industriekunden, ii) Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden, iii) Lieferung von Erdgas an Gaskraftwerke, iv) Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer (örtliche Verteilerunternehmen), v) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden.

Unterscheidung zwischen H-Gas und L-Gas

344. Was Frankreich anbelangt, schlagen die Parteien nicht vor, die Märkte für die Lieferung von L-Gas²²³ und H-Gas zu unterscheiden; die Relevanz einer solchen Unterscheidung wird von ihnen nicht erörtert. In ihren Bemerkungen zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) und zur Mitteilung der Beschwerdepunkte haben die Parteien die Relevanz dieser Unterscheidung nicht erörtert.

345. Im Fall Belgiens²²⁴ musste die Kommission die Märkte für L-Gas und H-Gas unterscheiden. Aus den bereits für Belgien angeführten Gründen ist eine solche Unterscheidung auch im Fall Frankreichs relevant.²²⁵

Unterscheidung der zugelassenen Kunden, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben

346. In Frankreich können zugelassene Kunden wählen, ob sie von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch machen wollen oder nicht. Mit der Ausübung dieses Rechts gelten nicht mehr die reglementierten, sondern freie Gaspreise; eine Rückkehr zu den reglementierten Preisen ist nicht möglich. Die Substituierbarkeit der Lieferung von Erdgas zum reglementierten Preis und der Lieferung von Erdgas zum freien Preis ist daher nur in eine Richtung gegeben.

347. Die Parteien sind jedoch im Formblatt CO der Ansicht, dass eine Segmentierung, bei der die zugelassenen Kunden, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben, unterschieden würden, nicht unbedingt relevant sei, weil der Anteil derjenigen, die ihren Versorger frei wählen, nach der bevorstehenden vollständigen Marktöffnung stark steigen werde.

348. Festzustellen ist dagegen, dass am 1. Januar 2006 fast die Hälfte des an zugelassene Kunden gelieferten Erdgases noch zu reglementierten Preisen geliefert wurde und dass die zu reglementierten Preisen belieferten zugelassenen Standorte zu diesem Zeitpunkt fast 90 % der Gesamtzahl der zugelassenen Standorte ausmachten.²²⁶

349. Den derzeit vorliegenden Informationen zufolge ist wahrscheinlich, dass die reglementierten Preise in Frankreich auch nach dem 1. Juli 2007, dem Zeitpunkt der vollständigen Öffnung der Erdgas- und Elektrizitätsmärkte, fortbestehen werden. So hat

²²³ In Frankreich wird L-Gas als „B-Gas“ bezeichnet. In den folgenden Ausführungen wird jedoch anstelle des Ausdrucks „B-Gas“ durchweg der Ausdruck „L-Gas“ verwendet.

²²⁴ Insbesondere Entscheidung COMP/M. 3318 – ESC/Sibelga vom 19. Dezember 2003.

²²⁵ Die Relevanz einer solchen Unterscheidung wurde insbesondere von der CRE in ihrer Antwort auf den Fragebogen der Kommission bestätigt (Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I – Frage 22).

²²⁶ Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4. Quartal 2005, veröffentlicht von der CRE.

die Regierung der Nationalversammlung im Juni 2006 einen Gesetzesentwurf für die Energiewirtschaft vorgelegt, der die Beibehaltung der reglementierten Preise nach der vollständigen Marktöffnung für den Fall vorsieht, dass der Kunde von seinem Recht auf freie Versorgerwahl keinen Gebrauch gemacht hat.²²⁷

350. Festzustellen ist auch, dass der französische Wettbewerbsrat jüngst im Elektrizitätssektor, für den der Grundsatz der freien Anbieterwahl ebenfalls gilt, die Ansicht vertreten hat, dass die Lieferung von Strom an zugelassene Kunden, die von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl Gebrauch gemacht haben, einen relevanten Markt darstellen könnte.²²⁸
351. Die CRE ist ebenfalls der Auffassung, dass im Bereich der Erdgaslieferung ein Markt der zugelassenen Kunden, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben, unterschieden werden muss: *„Im Grunde weisen zugelassene Verbraucher, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben, und zugelassene Verbraucher, die dies nicht getan haben, die gleichen Verbrauchseigenschaften auf (bei gegebener Anschlussspannung). Es mag daher folgerichtig erscheinen, sie in einem Markt zusammenzufassen. Bei der Anwendung des SSNIP-Tests (Small Significant Non transitory Increase in Price) stellt man jedoch fest, dass die beiden Märkte unterschiedlich sind, da die Ausübung des Versorgerwahlrechts irreversibel ist. Im Fall einer „geringen, bedeutsamen, dauerhaften“ Steigerung (um 5 oder 10 %) des Preises, der von den aus dem Tarif ausgestiegenen Verbrauchern bezahlt wird, könnten diese Kunden somit nicht mehr in diesen Tarif zurückwechseln. Infolgedessen ist es relevant, unter den zugelassenen Verbrauchern den Markt derjenigen, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben, zu unterscheiden.“*²²⁹
352. Festzustellen ist, dass die Parteien die von der Kommission dargelegten Argumente in ihren Bemerkungen zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) nicht erörtert haben und sich damit begnügt haben, die Kommission auf den im Formblatt CO ausgeführten Standpunkt zu verweisen.
353. Auf der Grundlage der bisherigen Ausführungen ist die Kommission daher der Ansicht, dass die Märkte für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben, zu untersuchende relevante Märkte sind.

²²⁷ Gesetzesentwurf für die Energiewirtschaft, registriert beim Präsidium der Nationalversammlung am 28. Juni 2006. Artikel 2 dieses Gesetzesentwurfs ergänzt Artikel 3 des Gesetzes Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003 über die Erdgas- und Elektrizitätsmärkte und die öffentliche Energieversorgung um den folgenden Unterabsatz: *„Wenn ein Kunde von seinem Recht, sich von einem Anbieter seiner Wahl mit Erdgas beliefern zu lassen, keinen Gebrauch macht, gelten für ihn weiterhin die reglementierten Preise für den Verkauf von Erdgas nach Artikel 7 dieses Gesetzes.“* Am 3. Oktober 2006 verabschiedete die Nationalversammlung einen Gesetzesentwurf mit dahingehenden Bestimmungen für Haushalts- und für Nichthaushaltskunden (siehe Artikel 4 des Dokuments *„Projet de loi adopté par l'Assemblée nationale en première lecture, après déclaration d'urgence, relatif au secteur de l'énergie“*) (Von der Nationalversammlung in erster Lesung, nach Dringlichkeitserklärung, verabschiedeter Entwurf eines Energiewirtschaftsgesetzes)).

²²⁸ Stellungnahme Nr. 05-A-23 vom 5. Dezember 2005 zu einer geplanten Maßnahme, mit der stromintensiven Industrien ermöglicht werden soll, bei Strompreisen Sonderkonditionen zu erhalten.

²²⁹ Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I - Frage 18.

354. Im Übrigen ist es für die Zwecke dieser Entscheidung nicht erforderlich, einen Markt der zugelassenen Kunden, die nicht von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl Gebrauch gemacht haben, zu definieren, da diese Kunden per definitionem vom etablierten Versorger (GDF, Total oder einer der öVNB) versorgt werden, der somit de facto eine Monopolstellung hat. Sobald ein zugelassener Kunde beschließen würde, von seinem Recht auf freie Anbieterwahl Gebrauch zu machen, würde er diesen hypothetischen Markt verlassen und in den Markt der Kunden wechseln, die von ihrem Recht auf freie Versorgerwahl Gebrauch gemacht haben. Für die Zwecke dieser Entscheidung kann diese Frage in jedem Fall offen gelassen werden, da es auf einem hypothetischen Markt der zugelassenen Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters keinen Gebrauch gemacht haben, keinen Wettbewerb zwischen den etablierten Versorgern gibt.

A.3.3.1 Sachlich relevante Märkte

A.3.3.1.1 Märkte für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben) und für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben)

355. Gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission sind die Parteien der Ansicht, dass die Märkte für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden zum einen und für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden zum anderen unterschieden werden müssen.

356. Als Kriterium für die Unterscheidung von großen und kleinen Industriekunden haben die Parteien eine Schwelle des jährlichen Erdgasverbrauchs von 50 GWh gewählt. Sie sind der Ansicht, dass diese Schwelle es ermöglicht, zwei homogene Kundenkategorien zu unterscheiden. Die großen Kunden sind die „Key Accounts“ mit Merkmalen und einem spezifischen Bedarf, die die Erstellung eines komplexen Angebots erfordern; häufig handelt es sich um Kunden mit mehreren Standorten, die ein hohes Maß an Flexibilität verlangen und einen persönlichen Ansprechpartner erwarten. Das ihnen unterbreitete Erdgasangebot geht häufig mit speziellen Energieberatungsleistungen einher. Die kleinen Kunden fallen unter ein stärker standardisiertes Angebot. Schließlich betonen die Parteien, dass unter rein operativen Aspekten Kunden, die mehr als 50 GWh verbrauchen, im Allgemeinen an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, während Kunden, die weniger verbrauchen, überwiegend an das Verteilernetz angeschlossen sind. Diese Schwelle deckt sich somit nach Ansicht der Parteien mit der tatsächlichen Abgrenzung zwischen den an das Fernleitungsnetz und den an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden.²³⁰

²³⁰ Diese Schwelle von 50 GWh weicht von der im Fall Belgiens berücksichtigten von 12 GWh ab. Die Parteien begründen dies damit, dass sich die Schwelle von 12 GWh in der belgischen Gesetzgebung über die Organisation des Gasmarktes finde, insbesondere im Hinblick auf den Zeitplan für die Durchführung der Liberalisierung des Erdgasmarktes in Belgien. Dies ist bei Frankreich nicht der Fall.

357. Während mehrere Dritte, darunter die Erdgaslieferanten²³¹, diese Schwelle bestätigten, schlugen andere abweichende Schwellen oder gar eine Segmentierung nach mehr als zwei Schwellen vor. Die Kommission konnte jedoch keine Übereinstimmung der alternativ vorgeschlagenen Schwellen feststellen, außer bei der Schwelle von 5 GWh²³². Die CRE schlägt eine Schwelle von 4 GWh vor, die es ihrer Ansicht nach ermöglicht, *„die Verwendung durch die Industrie und große Heizzentralen einerseits und die Verwendung durch kleine Gewerbekunden oder Heizzentralen bis hin zu Mehrfamilienhäusern andererseits zu unterscheiden“*.²³³
358. Die Parteien teilten der Kommission mit, sie seien nicht in der Lage, Schätzungen der Erdgasmengen vorzulegen, die von ihren Wettbewerbern auf der Grundlage einer Verbrauchsschwelle von 5 GWh verkauft würden. Sie betonten, dass diese Schwelle kaufmännisch unrealistisch sei und dass infolgedessen die für die Erdgasvermarktung zuständigen Einheiten von GDF und Distrigaz keine Studien durchführen würden und über keine öffentlichen Daten verfügen würden, die eine Aufschlüsselung der geschätzten Absatzmengen ihrer Wettbewerber auf dieser Basis ermöglichen würden.²³⁴
359. Die Kommission hat dagegen bei den Parteien und ihren Wettbewerbern Angaben zu den an zugelassene Kunden verkauften Erdgasmengen auf der Grundlage der Schwellen 50 GWh und 5 GWh eingeholt (wobei Verkäufe an Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, unterschieden wurden). Aus diesen Daten geht hervor, dass die Marktanteile von GDF auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an große Kunden bei einer Schwelle von 50 GWh geringer als bei 5 GWh sind. Analog dazu tritt auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden der umgekehrte Effekt ein. Da Distrigaz zudem kein Erdgas an kleine Kunden mit einem Verbrauch unter 5 GWh liefert, der Großteil des Absatzes somit an große Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 50 GWh erfolgt, sind ihre Marktanteile bei einer Segmentierung nach der Schwelle von 50 GWh etwas höher. Die gemeinsamen Marktanteile von GDF und Distrigaz unterscheiden sich jedoch bei beiden Segmentierungen kaum, so dass die Kommission feststellt, dass die Schlussfolgerungen der Analyse durch die Segmentierung dieser Märkte nicht beeinflusst werden.
360. Aus den genannten Gründen kann die genaue Definition der Schwelle zur Abgrenzung des Marktes für die Lieferung an große Kunden vom Markt für die Lieferung an kleine Kunden offen gelassen werden, da sie für die wettbewerbliche Würdigung nicht erheblich ist.
361. Da die Parteien in der Lage waren, für die nach einer Schwelle von 50 GWh segmentierten Märkte genauere Angaben zu übermitteln, wurden für die Zwecke der folgenden Analyse die Märkte für die Lieferung von Erdgas an i) große Industrie- und

²³¹ Siehe insbesondere die Antworten auf Frage 19 des genannten Fragebogens Phase I von: BP (E-Mail vom 5.6.2006 – Nr. 10867), E.ON (Fax vom 6.6.2006 – Nr. 10810) und Altergaz (E-Mail vom 31.5.2006 – Nr. 10617).

²³² Die Schwelle von 5 GWh wird von Total (Fax vom 4.8.2006 – Nr. 14549), EDF (E-Mail vom 2.6.2006 – Nr. 10702), Gas Natural (Fax vom 6.6.2006 – Nr. 10776) und Dalkia (Schreiben vom 31.5.2006 – Nr. 10444) in ihrer Antwort auf Frage 19 des Fragebogens Phase I erwähnt.

²³³ Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I - Frage 20.

²³⁴ Antwort der Parteien per E-Mail vom 25.7.2006 (Nr. 13931).

Gewerbekunden und ii) kleine Industrie- und Gewerbekunden auf der Grundlage einer Verbrauchsschwelle von 50 GWh pro Jahr untersucht.

A.3.3.1.2 Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger

362. Aus den bereits in Abschnitt A.2.3.1.4 für den belgischen Markt genannten Gründen unterscheidet sich auch in Frankreich der Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger durch die Wettbewerbsbedingungen von den anderen Liefermärkten.
363. Die Stromerzeugung mit Gas betrifft in Frankreich zwei Anlagentypen, die GuD-Kraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerke) und die KWK-Kraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke).
364. Im Hinblick auf die Wettbewerbsbedingungen ist jedoch nach Angaben der CRE²³⁵ die Lieferung von Gas an KWK-Kraftwerke mit der Lieferung von Gas an andere Industriekunden vergleichbar. Denn auf der Verwendungsebene entspricht die Kraft-Wärme-Kopplung einem industriellen Wärmeenergiebedarf. Zudem steht Erdgas bei der Kraft-Wärme-Kopplung wie bei den Industrieunternehmen im Wettbewerb mit schwerem Heizöl. Die Bezugsverträge haben ähnlich lange Laufzeiten wie die mit Industrieunternehmen geschlossenen Verträge.
365. Die CRE betont, dass die Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke im Allgemeinen keinem industriellen Bedarf entsprechen und dass die Entwicklung der GuD-Kraftwerke mit mittel- und langfristigen Verträgen einhergeht.
366. Infolgedessen gehört zum Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger nur die Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke.
367. In früheren Entscheidungen stellte die Kommission die Frage, ob bei der Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke zwischen verschiedenen Arten von GuD-Kraftwerken unterschieden werden muss. Für die Zwecke dieser Entscheidung kann die Frage jedoch offen gelassen werden, da sie für die wettbewerbliche Würdigung, d. h. die Ausschaltung des am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerbers, nicht relevant ist.
368. In Frankreich gibt es derzeit nur ein GuD-Kraftwerk, das Kraftwerk DK6 in Dunkerque, welches GDF gehört und von ihr betrieben wird. GDF liefert das gesamte, vom Kraftwerk benötigte Erdgas. Es gibt somit derzeit in Frankreich keinen Markt für die Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke.
369. Anzumerken ist allerdings, dass mehrere Unternehmen öffentlich die Inbetriebnahme von GuD-Kraftwerken für die kommenden Jahre, zwischen 2008 und 2010, angekündigt haben. GDF und Suez (über Electrabel) betreiben ein solches Projekt; darüber hinaus hat die CRE öffentlichen Erklärungen entnommen, dass Poweo, SNET und EDF zwischen 2008 und 2010 die Inbetriebnahme eines oder mehrerer GuD-Kraftwerke planen.
370. Für die Zwecke dieser Analyse wird daher der Markt für die Lieferung an Stromerzeuger untersucht.

²³⁵ Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I - Frage 21.

A.3.3.1.3 Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden

371. In früheren Entscheidungen hat die Kommission untersucht, ob es einen eigenständigen sachlichen Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden gibt, die Frage jedoch offen gelassen.²³⁶
372. Wie erwähnt, sind die Haushaltskunden derzeit in Frankreich nicht zugelassen; die einzigen Versorger sind daher GDF oder einer der 22 öVNB. Vom 1. Juli 2007 an werden jedoch auch die Haushaltskunden ihren Anbieter frei wählen können.
373. Obwohl die Märkte für die Lieferung von Gas an Haushaltskunden in Frankreich noch nicht für den Wettbewerb geöffnet sind, muss eine vorausschauende Analyse die wahrscheinlichen Auswirkungen der angemeldeten Transaktion auf diese Märkte, die mit Gewissheit weniger als acht Monate nach dieser Entscheidung liberalisiert werden wird, berücksichtigen.
374. Für die Zwecke dieser Analyse wird daher der Markt für die Lieferung an Haushaltskunden untersucht.

A.3.3.1.4 Markt für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer

375. Die genannten örtlichen Verteilernetzbetreiber (öVNB) stellen die Wiederverkäufer dar, die ihr Erdgas entweder von GDF oder von Total beziehen.
376. Diese Kunden kaufen große Erdgasmengen, um sie entweder an zugelassene Kunden oder an (nicht zugelassene) Haushaltskunden, die an die Verteilernetze angeschlossen sind, weiterzuverkaufen.
377. Dieser Markt muss von den anderen Märkten für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden unterschieden werden, da Wiederverkäufer vor allem nicht zugelassene Kunden versorgen und damit gemeinwirtschaftliche Aufgaben wahrnehmen, die Verpflichtungen bezüglich der Versorgungssicherheit beinhalten. Zudem haben Wiederverkäufer einen anderen Flexibilitätsbedarf als zugelassene Kunden, insbesondere Industriekunden, da der Gasverbrauch zugelassener Endverbraucher saisonabhängig ist und stark durch die Witterungsverhältnisse geprägt wird, während der Bedarf von Industriekunden ganzjährig konstant ist.
378. Distrigaz ist auf diesem Markt nicht präsent; die der Kommission vorliegenden Informationen (siehe unten) beweisen jedoch, dass Distrigaz die Absicht hat, in diesen Markt einzusteigen.
379. Für die Zwecke dieser Analyse wird daher der Markt für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer untersucht.

A.3.3.2 Räumlich relevante Märkte

380. In der genannten Sache Total/GDF zog die Kommission in Erwägung, die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden in der Zone GSO (jetzt Zone TIGF) vor allem aufgrund

²³⁶ Vgl. Entscheidung vom 15.3.2006, COMP/M.3868 (DONG/Elsam/Energi E2).

des Vorliegens von heterogenen Wettbewerbsbedingungen zwischen den verschiedenen Bilanzzonen als eigenständigen räumlichen Markt zu betrachten.

381. Im Rahmen dieser Sache hat die Kommission, wie bereits betont, festgestellt, dass gegenwärtig in den einzelnen Bilanzzonen heterogene Wettbewerbsbedingungen herrschen, die sich insbesondere in den Netzentgelten äußern. Hierzu ist festzustellen, dass der Anteil (bezogen auf die verbrauchte Gasmenge) der zugelassenen Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den einzelnen Bilanzzonen uneinheitlich hoch ist: Am 1. Januar 2006 betrug dieser Anteil für die Zone Nord 60 %, für die Zone Ost 67 %, für die Zone West 34 %, für die Zone Süd 47 % und für die Zone Südwest 33 %.²³⁷ Die Marktanteile der Alternativenanbieter, darunter Distrigaz, schwanken daher von Zone zu Zone deutlich (siehe unten), was ein Zeichen für unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen in den einzelnen Zonen ist.

382. Die CRE betonte auch: *„Die Wettbewerbsbedingungen sind in Frankreich nicht einheitlich. Die Anbieter haben zwei Möglichkeiten, ihr Erdgas nach Frankreich zu leiten: über Pipelines an den Einspeisepunkten im Norden und im Osten Frankreichs (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach, Oltingue) oder mit Flüssiggastankern an den Einspeisepunkten im Süden und Osten (Fos und Montoir).*

Das Preissystem für die Netzentgelte auf dem französischen Markt ist ein Entry-Exit-System mit Koppelstellenentgelten zwischen den fünf derzeit bestehenden Bilanzzonen.

In einem sich entwickelnden Markt kommt die Nutzung von LNG-Terminals für kleinere Neuanbieter nicht in Betracht, da eine Ladung etwa 1 TWh entspricht, die in einem Monat abgesetzt werden muss, was den Verbrauch der Kunden der neuen Anbieter und ihre Speicherkapazitäten deutlich übersteigt.

Alternative Anbieter müssen daher hohe Netzentgelte zahlen, um Kunden in den Zonen Süd, West und Südwest von ihren Einspeisepunkten im Norden und Osten aus ein Angebot zu unterbreiten.

Der Wettbewerb ist daher im Süden, Westen und Südwesten deutlich schwächer ausgeprägt als im Osten und Norden.

Zonen ohne Pipeline-Einspeisepunkte haben unterschiedliche Wettbewerbsstrukturen:

- *In der Zone Süd gibt es ein Gas-Release-Programm.*
- *In der Zone Südwest gibt es ein Gas-Release-Programm, und das Netzentgelt ist höher (Durchleitung durch zwei Zonen von den Einspeisepunkten aus).*
- *In der Zone West gibt es kein Gas-Release-Programm.*

Im ersten Schluss stellt daher jede Bilanzzone einen relevanten Markt dar.²³⁸

383. Das Vorliegen heterogener Wettbewerbsbedingungen in den einzelnen Bilanzzonen wurde auch durch die Marktuntersuchung der Kommission bestätigt.²³⁹

²³⁷ Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz (4. Quartal 2005), veröffentlicht von der CRE.

²³⁸ Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I - Frage 42.

²³⁹ Siehe insbesondere die Antworten auf Frage 31 des Fragebogens Phase I der folgenden Wettbewerber: Altergaz, BP, EDF, E.ON, Gas Natural, Total (bereits genannt) sowie Poweo (Fax vom 7.6.2006, Nr. 10883).

384. Festzustellen ist, dass die Parteien die von der Kommission dargelegten Argumente in ihren Bemerkungen zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) und zur Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht erörtert haben und sich damit begnügt haben, die Kommission auf den im Formblatt CO ausgeführten Standpunkt zu verweisen; darin bestritten sie, dass sich die Wettbewerbsbedingungen in den einzelnen Bilanzzonen wesentlich unterscheiden.
385. Die Kommission ist angesichts der derzeitigen heterogenen Wettbewerbsbedingungen der verschiedenen Bilanzzonen, die sich insbesondere in den Netzentgelten niederschlagen, der Ansicht, dass im Hinblick auf die Lieferung von Erdgas an i) große Industriekunden, ii) kleine Industriekunden, iii) Haushaltskunden, iv) Wiederverkäufer und v) Stromerzeuger jede Bilanzzone einen eigenständigen räumlichen Markt darstellt.

A.3.4 Wettbewerbliche Würdigung

Einleitung

386. Die Kommission ist der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb in den verschiedenen französischen Märkten für die Ergaslieferung insbesondere durch die Stärkung der beherrschenden Stellung von GDF erheblich behindern wird.
387. Alle auf den verschiedenen Liefermärkten tätigen Unternehmen müssen sich Erdgas beschaffen. Die Auswirkungen der Transaktion auf die möglichen Bezugsquellen in Frankreich werden infolgedessen auf die nachgelagerten Liefermärkte ausstrahlen.
388. Der Erdgasverbrauch Frankreichs wird zu fast 97 % durch Einfuhren gedeckt. Die übrigen 3 % stammen aus französischer Förderung in Aquitaine durch Total, die jedoch seit Anfang der Achtzigerjahre rückläufig ist.
389. Nach Angaben der Parteien hat GDF im Jahr 2005 fast [80-90]* % der H-Gas-Mengen und [90-100]* % der L-Gas-Mengen eingeführt. Suez hat fast [0-5]* % des H-Gases und [0-5]* % des L-Gases eingeführt.
390. Der angemeldete Zusammenschluss wird daher die privilegierte Stellung von GDF im Hinblick auf den Zugang zu Erdgas verstärken. Denn die Parteien hätten künftig Zugang:
- zu [90-100]* % des H-Gases und [90-100]* % des L-Gases, die nach Frankreich eingeführt werden;
 - zu [90-100]*% der langfristigen Einfuhrverträge für H-Gas und zu [90-100]* % dieser Verträge für L-Gas.
391. Vor diesem Hintergrund wird der angemeldete Zusammenschluss die beherrschende Stellung von GDF verstärken. Denn zum einen wird GDF die französischen Aktivitäten von Suez übernehmen (Ausschaltung des derzeitigen Wettbewerbs) und zum anderen wird durch die Transaktion der starke Wettbewerbsdruck, den Suez bislang (über Distrigaz) ausübte, beseitigt, einschließlich des potenziellen Wettbewerbs von Suez auf bestimmten Märkten, die in naher Zukunft liberalisiert werden oder sich entwickeln sollen. Suez ist einer der größten alternativen Anbieter auf den französischen Märkten für die Erdgaslieferung und hat bei der Liberalisierung gegenüber den beiden alteingesessenen französischen Unternehmen GDF und Total (etabliertes Unternehmen

im Südwesten Frankreichs) eine wichtige Rolle gespielt. Zudem besitzt Suez aufgrund der Kombination mehrerer großer Vorteile ein starkes Wachstumspotenzial.

392. Wie in den Abschnitten A.3.4.1 und A.3.4.2 näher erläutert, ist es aufgrund der bestehenden sehr hohen Schranken, die den Einstieg in die französischen Erdgasmärkte bereits stark erschweren, wahrscheinlich, dass sehr wenige derzeitige oder potenzielle Wettbewerber die Rolle von Suez übernehmen und so den Wettbewerbsdruck, der durch den geplanten Zusammenschluss beseitigt wird, ausgleichen können.

A.3.4.1 Horizontale Auswirkungen

A.3.4.1.1 Märkte für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben) und für die Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbetunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben)

393. Die Parteien haben die Mengen und Marktanteile der einzelnen Marktteilnehmer für die vier Zonen von GRTgaz geschätzt. Sie übermittelten diese Daten in Phase I des Verfahrens und mussten einige dieser Angaben in Phase II revidieren. Bei den Märkten für die Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Anbieterwahl Gebrauch gemacht haben (Verbrauch unter 50 GWh), sind sie jedoch der Ansicht, dass die übermittelten Marktanteile dem Gewicht ihrer Konkurrenten nicht gerecht würden, da sie auf der Grundlage der geschätzten Mengen, die GDF in jeder Zone eingebüßt habe, bewertet worden seien. Die Parteien betonen, dass die Mengen, die den Kunden von Total oder öVNB entsprächen, welche von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht hätten, in den so geschätzten Mengen nicht berücksichtigt seien.
394. Die Kommission hat ihrerseits bei Wettbewerbern der Parteien Informationen über die Erdgasmengen eingeholt, die von ihnen an große und kleine Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, geliefert wurden. So konnte die Kommission die tatsächlichen Daten mit den von den Parteien geschätzten Daten vergleichen. Die Kommission stellte allgemein fest, dass die Parteien die Größe der Märkte überschätzten, was sich in einigen Fällen in einem deutlich überbewerteten Gewicht der Wettbewerber der Parteien niederschlug.
395. Die Parteien haben diese Feststellung nicht bestritten. Sie können sich daher nicht, wie sie dies in ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte mehrfach getan haben, auf ihre Schätzungen der Mengen und Marktanteile stützen, um die Stellungen der Wettbewerber von GDF und Distrigaz zu beschreiben.²⁴⁰ Vor allem können sie ihre Schätzungen, was die Märkte für die Lieferung von H-Gas an kleine Industriekunden anbelangt, nicht zugrunde legen, um zu behaupten, die Marktanteile von Distrigaz seien noch immer deutlich geringer als die von EDF²⁴¹, oder um auf unterschiedliche Stellungen von Total und Distrigaz zu schließen²⁴².

²⁴⁰ Randnr. 343-348 und 363-367 der Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte.

²⁴¹ Randnr. 365 der Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte.

²⁴² Randnr. 367 der Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, bezogen auf die Zone Ost.

396. Aus den bei den Wettbewerbern eingeholten Daten geht hervor, dass GDF außer bei der Lieferung von Erdgas an große Kunden in der Zone Südwest mit einem Marktanteil von durchweg mehr als 60 %, teilweise bis [90-100]* %, je nach Zone und Markt, auf allen Märkten eine beherrschende Stellung innehat. Auf diesen Märkten führt der angemeldete Zusammenschluss zu einer Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF, was von den Parteien in ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht bestritten wird.
397. Die folgenden Tabellen enthalten die von den Parteien übermittelten Schätzungen der Mengen und Marktanteile (Spalte „Parteien“), gegebenenfalls unter Angabe einer Marktanteilsschwelle für die Parteien oder ihre Wettbewerber (Spalte „Untersuchung“), wenn gegenüber dem von den Parteien geschätzten Marktanteil eine Differenz von mehr als 5 Punkten festgestellt wurde.

1) **Zone Nord**

L-Gas

398. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass die Verkaufsmengen und Marktanteile von anderen alternativen Anbietern als Distrigaz, ENI und EDF deutlich unter den von den Parteien geschätzten Daten liegen. So beträgt der gemeinsame Marktanteil von EDF und ENI auf dem Markt für die Lieferung von L-Gas an große Industriekunden weniger als 5 % (der gemeinsame Marktanteil von GDF und Distrigaz beträgt mehr als [90-100]* %), während er von den Parteien auf [10-15]*% geschätzt wurde. Die Behauptung der Parteien, der zufolge EDF und vor allem ENI, jeder für sich, den Wettbewerb deutlich stärker als Distrigaz²⁴³ belebt hätten, ist daher nicht stichhaltig.

²⁴³ Randnr. 343-345 der Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte.

Nord L-Gas	Große Kunden			Kleine Kunden		
	Parteien		Untersuchung	Parteien		Untersuchung
GDF	[...]*	[80-90]*%	>[90-100]*%	[...]*	[80-90]*%	>[90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
GDF + SUEZ	[...]*	[80-90]*%	>[90-100]*%	[...]*	[80-90]*%	>[90-100]*%
TOTAL	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
ENI	[...]*	[5-10]*%		nv	nv	
E.ON	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
BP	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
HYDRO ENERGY	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
WINGAS	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
EDF	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
POWEO	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
ALTERGAZ	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
IBERDROLA	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0-5]*%		nd	Nd	
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[5-10]*%	[0-5]*%
Gesamtmarkt	14,73	100,0 %	100,0 %	7,93	100,0 %	100,0 %

399. GDF hat auf beiden Märkten quasi ein Monopol und somit eine beherrschende Stellung inne, da die Zahl der alternativen Anbieter sehr gering ist.

400. Der Zusammenschluss führt zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF durch Ausschaltung:

- eines der drei alternativen Anbieter von L-Gas;

- des einzigen Wettbewerbers von GDF, der L-Gas nach Frankreich einführt, wobei GDF und Suez (über Rhodigaz) im Jahr 2005 [90-100]* % bzw. [0-5]* % der Kapazitäten des L-Gas-Einspeisepunktes Taisnières gebucht haben. Unter diesem Aspekt führt der angemeldete Zusammenschluss zur Ausschaltung des Unternehmens, das für den Einstieg in die französischen L-Gas-Märkte am besten aufgestellt ist. L-Gas kann von den Niederlanden aus nur über Belgien nach Frankreich transportiert werden. Wie bereits im Rahmen der Analyse der belgischen Märkte betont wurde, ist Suez das einzige Erdgasunternehmen neben GDF, das in Belgien über L-Gas verfügt;

- eines der beiden einzigen Käufer von L-Gas, neben ENI, am entsprechenden Handlungspunkt²⁴⁴, an dem GDF der einzige Verkäufer ist.

401. Nach dem Zusammenschluss werden die Wettbewerber der neuen Einheit somit beim L-Gas-Bezug vollständig von dieser abhängig sein.

²⁴⁴ Seit 2004 umfasst jede Bilanzzone einen Handlungspunkt, an dem die Benutzer überschüssige Erdgasmengen veräußern oder zusätzliche Erdgasmengen erwerben können. Die Tätigkeit der Handlungspunkte nimmt zu, und ihre Liquidität ist sehr gering. In ihrer Antwort auf die genannten Fragebögen der Phase I und II hebt die CRE insbesondere hervor, dass die Handlungspunkte aufgrund der geringen gehandelten Mengen und des dadurch bedingt fehlenden Preissignals nicht ganz zufriedenstellend funktionieren.

402. Infolgedessen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss durch die Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF auf den Märkten für die Lieferung von L-Gas an i) große Industriekunden und ii) kleine Industriekunden eine wesentliche Behinderung des Wettbewerbs zur Folge haben wird.

H-Gas

403. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass der Marktanteil von GDF deutlich über den Schätzungen der Parteien liegt, da die von mehreren konkurrierenden Anbietern angegebenen Mengen erheblich unter den von den Parteien geschätzten Mengen liegen.

Nord H-Gas	Große Kunden			Kleine Kunden		
	Parteien		Untersuchung	Parteien		Untersuchung
GDF	[...]*	[50-60]*%	> [60-70]*%	[...]*	[40-50]*%	> [90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[10-15]*%		[...]*	[0-5]*%	
GDF + SUEZ	[...]*	[60-70]*%	> [70-80]*%	[...]*	[40-50]*%	> [90-100]*%
TOTAL	[...]*	[20-30]*%	< [10-20]*%	[...]*	[0-5]*%	
ENI	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
E.ON	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
BP	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
HYDRO ENERGY	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
WINGAS	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
EDF	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
POWEO	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
ALTERGAZ	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
IBERDROLA	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[50-60]*%	< [0-5]*%
Gesamtmarkt	55,4	100,0 %	100,0 %	19,3	100,0 %	100,0 %

404. Die Zone Nord ist gemeinsam mit der Zone Ost (siehe unten) im Hinblick auf die Lieferung von H-Gas an große Kunden am stärksten für den Wettbewerb geöffnet. Dies erklärt sich durch die Nähe der Einspeisepunkte Dunkerque und Taisnières.

405. Auf beiden Märkten hat GDF eine beherrschende Stellung. Der Zusammenschluss führt zu einer Verstärkung dieser beherrschenden Stellung:

- auf dem Markt für die Lieferung an große Kunden, indem der größte alternative Anbieter nach Total ausgeschaltet wird. Obwohl die Parteien betonen, dass Total einen größeren Marktanteil als Distrigaz habe²⁴⁵, bestreiten sie nicht, dass der angemeldete

²⁴⁵ Die Parteien behaupten, dass Total einen doppelt so hohen Marktanteil wie Distrigaz habe (Randnr. 347 der Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte). Diese Behauptung ist falsch, da der Marktanteil von Total unter 20 % und der von Distrigaz über 10 % liegt.

Zusammenschluss zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF auf diesem Markt führt;

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden, auf dem GDF bereits ein Quasimonopol besitzt, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter ausgeschaltet wird.

2) Zone Ost

406. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass der Marktanteil von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden deutlich über den Schätzungen der Parteien liegt, da die von mehreren konkurrierenden Anbietern angegebenen Mengen erheblich unter den von den Parteien geschätzten Mengen liegen.

Ost	Große Kunden		Kleine Kunden		
	Parteien	Untersuchung	Parteien	Untersuchung	
GDF	[...]*	[50-60]*%		[...]*	[40-50]*% > [90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[30-40]*%		[...]*	[0-5]*%
GDF + SUEZ	[...]*	[80-90]*%		[...]*	[40-50]*% >[90-100]*%
TOTAL	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%
ENI	[...]*	[0 - 5]*%		nd	Nd
E.ON	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%
BP	[...]*	[0 - 5]*%		nd	Nd
HYDRO ENERGY	[...]*	[0-5]*%		nd	Nd
WINGAS	[...]*	[0 - 5]*%		nd	Nd
EDF	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%
POWEO	[...]*	[0 - 5]*%		nd	nd
ALTERGAZ	[...]*	[0 - 5]*%		nd	nd
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%		nd	nd
IBERDROLA	[...]*	[0 - 5]*%		nd	nd
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0-5]*%		nd	nd
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0 - 5]*%		[...]*	[40-50]*% [0-5]*%
Gesamtmarkt	25,3	100,0 %	100,0 %	9	100,0 % 100,0 %

407. Die Zone Ost ist dem Wettbewerb auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Großkunden mit einem Anteil derjenigen, die ihren Anbieter frei wählen können, von 67 % (bezogen auf die Menge) am stärksten geöffnet, was sich durch die Nähe der Einspeisepunkte Dunkerque, Taisnières und Obergailbach erklärt.

408. Auf diesem Markt ist Suez mit einem Marktanteil von mehr als 30 % der größte alternative Anbieter nach GDF, die jedoch das beherrschende Unternehmen bleibt.

409. Auf beiden Märkten hat GDF eine beherrschende Stellung. Der Zusammenschluss führt zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF:

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Großkunden, indem der größte alternative Anbieter ausgeschaltet wird, der erfolgreich wesentliche Marktanteile in dieser Zone erobert hat und am besten aufgestellt ist, um GDF Konkurrenz zu machen. Nach der Fusion wird GDF auf diesem Markt eine Quasimonopolstellung haben;

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden, auf dem GDF ein Quasimonopol hat, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter ausgeschaltet wird.

3) Zone West

410. Aus den bei den Wettbewerbern eingeholten Daten geht hervor, dass die Marktanteile von Total von den Parteien sowohl beim Markt für die Lieferung von Erdgas an Großkunden als auch beim Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden stark überbewertet wurden.

West	Große Kunden			Kleine Kunden		
	Parteien	Untersuchung		Parteien	Untersuchung	
GDF	[...]*	[40-50]*%	> [60-70]*%	[...]*	[70-80]*%	> [90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[5-10]*%		[...]*	[0-5]*%	[0-5]*%
GDF + SUEZ	[...]*	[50-60]*%	>[60-70]*%	[...]*	[70-80]*%	> [90-100]*%
TOTAL	[...]*	[40-50]*%	< [30-40]*%	[...]*	[15-20]*%	< [0-5]*%
ENI	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
E.ON	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
BP	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
HYDRO ENERGY	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
WINGAS	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
EDF	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
POWEO	[...]*	[0-10]*%		nv	nv	
ALTERGAZ	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
IBERDROLA	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0-5]*%		nv	nv	
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%	[0-5]*%
Gesamtmarkt	6,85	100,0 %	100,0 %	6,2	100,0 %	100,0 %

411. Die Zone West ist für den Wettbewerb kaum geöffnet: Sie ist durch eine geringe Zahl von Wettbewerbern und einen geringen Anteil derjenigen, die ihren Anbieter frei wählen können, gekennzeichnet (34 % der von allen zugelassenen Kunden verbrauchten Erdgasmenge).

412. Festzustellen ist, dass die Parteien in ihren Bemerkungen zu der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) bestritten, dass GDF auf dem Markt für die Lieferung an

Großkunden eine beherrschende Stellung hat und behaupten, GDF habe einen Marktanteil von rund [50-60]* %, während Total einen Marktanteil von mehr als 40 % besitze.²⁴⁶ Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass die Behauptung der Parteien unbegründet ist: In Wirklichkeit hat GDF einen Marktanteil von mehr als 60 %, während der von Total weniger als 30 % beträgt. Die Parteien haben diese Feststellung in ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht bestritten.

413. Auf beiden Märkten hat GDF somit in einer für den Wettbewerb kaum geöffneten Zone eine beherrschende Stellung. Der Zusammenschluss verstärkt die beherrschende Stellung von GDF:

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Kunden, indem der größte alternative Anbieter nach Total ausgeschaltet wird. Festzustellen ist, dass der bedeutende Anteil von Total auf diesem Markt mit der Übernahme eines Teils der Kunden von GDF in dieser Zone im Rahmen der Vereinbarungen zur Auflösung von Überkreuzbeteiligungen von GDF und Total an gemeinsamen Unternehmen im Jahr 2004 zusammenhängt (LEGO-Vereinbarungen). Im Rahmen der Abtretung dieses Kundenstamms liefert GDF Total jedes Jahr bestimmte Erdgasmengen. Im Gegensatz zu Distrigaz hat Total ihre Stellung somit nicht aus eigener Kraft, sondern durch die organisierte Übertragung von Kunden erworben;

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden, auf dem GDF bereits ein Quasimonopol besitzt, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter ausgeschaltet wird.

4) Zone Nord 2009

414. Wie bereits erwähnt, sollen die Bilanzzonen Nord, Ost und West im Jahr 2009 zu einer einzigen Zone Nord verschmolzen werden. Die folgende Tabelle beruht auf der Zusammenfassung der Daten für die jetzigen Zonen Nord, Ost und West für H-Gas (bei L-Gas ändern sich die Daten nicht, weil L-Gas nur in der derzeitigen Zone Nord verfügbar ist). Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass Distrigaz nach GDF der größte Anbieter bei der Lieferung von Erdgas an große Industriekunden ist, gefolgt von Total.

²⁴⁶ Randnr. 197 der Bemerkungen zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c).

Zone Nord 2009	Große Kunden		Kleine Kunden		
	Parteien	Untersuchung	Parteien	Untersuchung	
GDF	[...]*	[50-60]*%	> [60-70]*%	[...]*	[70-80]*% > [90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[15-20]*%		[...]*	[0 -5]*%
GDF + SUEZ	[...]*	[60-70]*%	>[70-80]*%	[...]*	[70-80]*% > [90-100]*%
TOTAL	[...]*	[15-20]*%	< [15-20]*%	[...]*	[5-10]*%
ENI	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
E.ON	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
BP	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
HYDRO ENERGY	[...]*	[0 -5]*%		nv	nv
WINGAS	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
EDF	[...]*	[0-5]*%		[...]*	[0-5]*%
POWEO	[...]*	[0 -5]*%		nv	nv
ALTERGAZ	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
IBERDROLA	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0 -5]*%		nv	nv
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0 -5]*%		[...]*	[10-15]*% [0-5]*%
Gesamtmarkt	87,55	100,0 %		22,01	100,0 % 100,0 %

415. GDF hat in der gesamten zukünftigen Zone Nord auf beiden Märkten eine beherrschende Stellung. Der Zusammenschluss führt zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF:

- auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Kunden, indem der größte alternative Anbieter in dieser Zone ausgeschaltet wird. Festzustellen ist, dass die Schaffung der künftigen Zone Nord im Jahr 2009 gemeinsam mit der geplanten Kapazitätserweiterung bestimmter Infrastrukturen des Fernleitungsnetzes zu einer Verringerung der Engpässe und der Entgelte für Koppelstellen zwischen Zonen führen soll. Die Schaffung dieser künftigen Zone Nord könnte daher zur Entwicklung von Wettbewerb beitragen. Suez ist aufgrund ihrer derzeitigen Stellung als größter alternativer Anbieter im Osten (vor Total) und zweitgrößter alternativer Anbieter im Norden (nach Total) sowie aufgrund ihrer wesentlichen Vorteile einer der am besten aufgestellten Wettbewerber von GDF, der den Wettbewerb in dieser neuen Zone und insbesondere im Westen dieser Zone beleben könnte, in der kaum Wettbewerb herrscht und der Anteil derjenigen, die ihren Anbieter frei wählen können, gering ist. Die Fusion von GDF und Suez hemmt somit die Entwicklung des Wettbewerbs, mit der nach der Schaffung der neuen Zone Nord im Jahr 2009 gerechnet werden könnte;

- auf dem Markt für die Lieferung an kleine Kunden, auf dem GDF bereits ein Quasimonopol besitzt, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter ausgeschaltet wird.

416. Festzustellen ist, dass die Parteien die Analyse der Kommission bezüglich der Auswirkungen des angemeldeten Zusammenschlusses auf diese zukünftige Zone Nord in ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht bestritten haben.

5) Zone Süd

417. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass der Marktanteil von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden deutlich über den Schätzungen der Parteien liegt, da die von mehreren konkurrierenden Anbietern genannten Mengen deutlich unter den Schätzwerten der Parteien liegen. So hat GDF auf diesem Markt einen Marktanteil von mehr als 90 %, während der von Total weniger als 5 % beträgt.

Süd	Große Kunden		Kleine Kunden		
	Parteien	Untersuchung	Parteien	Untersuchung	
GDF	[...]*	[70-80]*%	[...]*	[50-60]*%	> [90-100]*%
SUEZ (DISTRIGAZ)	[...]*	[0-5]*%	[...]*	[0-5]*%	
GDF + SUEZ	[...]*	[70-80]*%	[...]*	[50-60]*%	> [90-100]*%
TOTAL	[...]*	[20-30]*%	[...]*	[10-15]*%	< [0-5]* %
ENI	[...]*	[0 - 5]*%		nv	nv
E.ON	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
BP	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
HYDRO ENERGY	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
WINGAS	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
EDF	[...]*	[0-5]*%	[...]*	[0-5]*%	
POWEO	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
ALTERGAZ	[...]*	[0-5]*%		nv	nv
GAS NATURAL	[...]*	[0-5]*%	[...]*	[0-5]*%	
IBERDROLA	[...]*	[0 - 5]*%		nv	nv
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[...]*	[0 - 5]*%		nv	nv
SONSTIGE (zu bestimmen)	[...]*	[0 - 5]*%	[...]*	[20-30]*%	[0-5]*%
Gesamtmarkt	34,3	100,0 %	100,0 %	12,8	100,0 %

418. Die Zone Süd ist für Wettbewerb kaum geöffnet: Der Anteil derjenigen, die ihren Anbieter frei wählen können, beträgt dort nur 47 % (bezogen auf die verbrauchte Erdgasmenge), und die Zahl der alternativen Anbieter ist gering. Es ist Suez gelungen, in dieser Zone Fuß zu fassen, indem sie im Rahmen des Gas-Release-Programms für den Zeitraum 2005-2007 mehr als 40 % der von GDF verkauften Gasmengen kaufte. Trotz Einführung des Gas-Release-Programms betonte die CRE in ihrem letzten Jahresbericht, dass der Wettbewerb im Süden Frankreichs „*noch immer viel zu gering*“ sei²⁴⁷.

419. Auf beiden Märkten hat GDF eine beherrschende Stellung. Neben GDF und Total teilen sich nur drei alternative Anbieter weniger als 5 % Marktanteil, darunter auch Suez (über Distrigaz).

420. In einer kaum für Wettbewerb geöffneten Zone führt der Zusammenschluss:

²⁴⁷ S. 34 des genannten Tätigkeitsberichts 2006 der CRE. Die Analyse der CRE umfasst die Zonen Süd und Südwest, in denen jeweils ein Gas-Release-Programm eingerichtet wurde.

- zur Ausschaltung von 40 % der Mengen des Gas-Release-Programms, die Distrigaz gezeichnet hat, obwohl dieses Gas-Release-Programm dazu gedacht war, den Einstieg alternativer Anbieter in diese Zone zu fördern. Die Fusion von GDF und Suez würde somit die Bezugsbedingungen der Wettbewerber der neuen Einheit und damit ihre Entwicklung auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas noch schwieriger gestalten;
- zur Ausschaltung eines Wettbewerbers, der – auch ohne die Inanspruchnahme des Gas-Release-Programms - die Absicht hatte, in die Märkte für die Lieferung von Erdgas im Süden Frankreichs einzusteigen, wie der Geschäftsplan 2004 von Distrigaz²⁴⁸ zeigt;
- zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Kunden, indem der größte alternative Anbieter nach Total, der zudem der wichtigste unter ihnen ist, ausgeschaltet wird.

Die Parteien betonten in ihren Bemerkungen zu der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c), dass das spanische Unternehmen Gas Natural, das in dieser Zone aktiv ist, eine wesentlich stärkere Verbundenheit mit dem Süden habe. Durch seine Teilnahme am Gas-Release-Programm dieser Zone und durch die Erweiterung der Verbindungskapazitäten zu Spanien sei das Unternehmen besser aufgestellt als Distrigaz und könne seine Position in Frankreich stärken und in Konkurrenz zu GDF treten.

Die Kommission stellt zunächst fest, dass auch Distrigaz in ganz erheblichen Maße am Gas-Release-Programm dieser Zone teilgenommen hat. Daher ist Gas Natural unter diesem Aspekt im Hinblick auf den Markteinstieg in dieser Zone nicht besser aufgestellt als Distrigaz. Weiterhin kann die Erweiterung der Verbindungsleitung zu Spanien Gas Natural nur einen kurzfristigen Vorteil verleihen. Denn die derzeitigen Verbindungskapazitäten von Spanien nach Frankreich sind sehr gering, und ihre Erweiterung erfordert, selbst wenn sie geplant ist, in der Zone von TIGF Arbeiten, die zwischen TIGF und dem spanischen Fernleitungsnetzbetreiber abgestimmt werden müssen, derzeit aber noch nicht über das Planungsstadium hinausgekommen sind (siehe unten). Schließlich geht aus den Daten der Marktuntersuchung hervor, dass die Parteien den Marktanteil von Gas Natural deutlich überschätzt haben, so dass Gas Natural in Wirklichkeit weit hinter Distrigaz steht. Infolgedessen kann nicht davon ausgegangen werden, dass Gas Natural besser als Distrigaz aufgestellt ist, um sich in dieser Zone zu entwickeln und mit GDF zu konkurrieren. In ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte haben die Parteien diese Antwort der Kommission nicht bestritten;

- zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter ausgeschaltet wird.

6) Zone Südwest

421. Die Parteien waren nicht in der Lage, die Marktanteile der verschiedenen Anbieter, die in dieser Zone aktiv sind, zu schätzen. Infolgedessen hat die Kommission die Marktanteile der einzelnen Anbieter anhand der bei der Marktuntersuchung eingeholten Daten ermittelt.

²⁴⁸ Antwort der Parteien auf das Auskunftsersuchen vom 27. Juli 2006 (E-Mail Nr. 14346 vom 2.8.2006). Der Geschäftsplan 2004 gibt an: [...]*

422. In der Zone Südwest, deren Fernleitungs- und Speicherinfrastrukturen im Besitz von TIGF sind und von dieser betrieben werden, ist unter allen Bilanzzonen der geringste Anteil derjenigen, die ihren Anbieter frei wählen können, zu verzeichnen (33 % der verbrauchten Erdgasmenge). GDF war 2005 in dieser Zone aktiv, nicht jedoch Suez. Suez ist (über Distrigaz) genauso wie EDF erst seit 2006 in dieser Zone tätig, und zwar dank der von Total für den Zeitraum 2005-2007 angebotenen Gas-Release-Mengen.²⁴⁹ Wie die folgende Tabelle zeigt, ist der Wettbewerb in der Zone Südwest wie in der Zone Süd noch sehr stark eingeschränkt.

Südwest	1. Halbjahr 2006	
	Große Kunden	Kleine Kunden
GDF	> [10-15]*%	> [80-90]*%
Suez	> [0-5]*%	< [0-5]*%
GDF + SUEZ	> [15-20]*%	> [80-90]*%
TOTAL	> [80-90]*%	> [0-5]*%
ENI	[0-5]*%	[0-5]*%
E.ON	[0-5]*%	[0-5]*%
BP	[0-5]*%	[0-5]*%
HYDRO ENERGY	[0-5]*%	[0-5]*%
WINGAS	[0-5]*%	[0-5]*%
EDF	[0-5]*%	> [0-5]*%
POWEO	[0-5]*%	[0-5]*%
ALTERGAZ	[0-5]*%	[0-5]*%
GAS NATURAL	[0-5]*%	[0-5]*%
IBERDROLA	[0-5]*%	[0-5]*%
ELECTRICITE DE STRASBOURG	[0-5]*%	[0-5]*%
SONSTIGE (zu bestimmen)	[0-5]*%	[0-5]*%
Gesamtmarkt	100,0 %	100,0 %

423. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Kunden hat Total mit einem Marktanteil von mehr als 80 % eine beherrschende Stellung. GDF und Total sind die beiden einzigen Anbieter neben Total, mit einem gemeinsamen Marktanteil von mehr als 15 %.

424. Auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden hat GDF mit einem Marktanteil von mehr als 80 % eine beherrschende Stellung. Neben GDF und Total teilen sich nur drei alternative Anbieter weniger als 15 % des Marktes.

425. In einer kaum für Wettbewerb geöffneten Zone führt der Zusammenschluss:

²⁴⁹ S. 34 des genannten Tätigkeitsberichts 2006 der CRE.

- zur Ausschaltung von 50 % der Mengen des Gas-Release-Programms, die Distrigaz kontrahiert hat, obwohl dieses Gas-Release-Programm dazu gedacht war, den Einstieg alternativer Anbieter in diese Zone zu fördern. Die Fusion von GDF und Suez läuft somit dem Ziel des 2005 eingeführten Gas-Release-Programms zuwider, nämlich der Förderung des Wettbewerbs angesichts der alleinigen Präsenz von GDF und Total, die sich die Erdgasliefermärkte in dieser Zone teilten;

- zur Ausschaltung eines Wettbewerbers, der – auch ohne die Inanspruchnahme des Gas-Release-Programms - die Absicht hatte, in die Märkte für die Lieferung von Erdgas im Süden Frankreichs einzusteigen, wie oben für die Zone Süd erwähnt;

- zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden, indem einer der ganz wenigen alternativen Anbieter, die seit 2006 in diesen Markt eingestiegen sind, ausgeschaltet wird.

7) Schlussfolgerung

426. Auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an große Kunden (L-Gas und H-Gas) der Zonen von GRTgaz führt der angemeldete Zusammenschluss zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF und zur Ausschaltung, je nach betrachteter Zone, des größten (Ost) oder zweitgrößten (Nord, West, Süd) alternativen Anbieters. Darüber hinaus führt der angemeldete Zusammenschluss zur Ausschaltung des größten alternativen Anbieters von H-Gas in der gesamten zukünftigen Zone Nord von 2009.

427. Auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an kleine Kunden (L-Gas und H-Gas) der Zonen von GRTgaz und TIGF führt der angemeldete Zusammenschluss durch Ausschalten eines der ganz wenigen alternativen Anbieter zur Verstärkung der beherrschenden Stellung von GDF, die bereits ein Quasimonopol hat.

428. Wie weiter unten ausgeführt, findet die Fusion von GDF und Suez vor dem Hintergrund hoher Marktzutrittsschranken auf den französischen Erdgasliefermärkten statt.

429. Angesichts der wichtigen Rolle, die Distrigaz durch die unten beschriebenen Vorteile bei der Förderung des Wettbewerbs auf den Erdgasmärkten gespielt hat, führt der Zusammenschluss zur Ausschaltung eines der Wettbewerber, die am besten aufgestellt sind, um auf den französischen Erdgasliefermärkten mit GDF zu konkurrieren.

430. Aus den genannten Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an i) große Industrie- und Gewerbekunden in jeder Bilanzzone von GRTgaz und ii) kleine Industrie- und Gewerbekunden in jeder Bilanzzone von GRTgaz und in der von TIGF erheblich behindern wird.

A.3.4.1.2 Märkte für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer (örtliche Verteilerunternehmen)

431. Festzustellen ist, dass die Parteien die Beschwerdepunkte der Kommission zu diesen Märkten in ihren Bemerkungen zur Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht erörtert haben.

432. Nach Angaben der Parteien sind auf diesen Märkten nur GDF und Total aktiv. GDF ist der einzige aktive Anbieter in den Zonen Ost, Nord (H-Gas und L-Gas) und Süd, während Total der einzige aktive Anbieter in der Zone Südwest ist (TIGF)²⁵⁰.

Erdgasmengen (in TWh), die 2005 an öVNB verkauft wurden

Zone	GDF	Total
Nord L-Gas	[0-5]*	[0-5]*
Nord H-Gas	[0-5]*	[0-5]*
Ost	[5-10]*	[0-5]*
Süd	[0-5]*	[0-5]*
Südwest	[0-5]*	[5-10]*

Quelle: Antwort der Parteien vom 08.08.2006 (Nr. 14675)

433. Dass Total und GDF in der Zone von TIGF und in den anderen Tarifzonen die einzigen Unternehmen sind, die die öVNB beliefern, beruht nicht auf Rechts- oder Verwaltungsvorschriften. Es handelt sich ganz einfach um einen Sachverhalt, der sich jederzeit entsprechend den Strategien der öVNB zur Deckung ihres Erdgasbedarfs ändern kann, denn es steht den öVNB frei, sich für ihre Versorgungstätigkeit an jeden beliebigen Erdgaslieferanten zu wenden (Artikel 3 Absatz 3 des Gesetzes vom 3. Januar 2003).

434. Obwohl der angemeldete Zusammenschluss auf diesen Märkten nicht zu Überschneidungen führt, ist festzustellen, dass Distrigaz in den Zonen Ost und Nord, in denen GDF eine Monopolstellung hat, ein Wettbewerber ist, der auf den Nachbarmärkten für die Lieferung an große Industriekunden besonders gut Fuß gefasst hat.

435. Im Bereich der Lieferung von H-Gas an große Industriekunden ist Distrigaz in der Tat der größte alternative Anbieter im Osten (Marktanteil über 30 %) und der zweitgrößte alternative Anbieter im Norden (Marktanteil über 10 %). Darüber hinaus ist Distrigaz der größte alternative Anbieter in der gesamten zukünftigen Zone Nord von 2009.

436. Im Bereich der Lieferung von L-Gas an große Industriekunden ist Distrigaz einer der drei einzigen alternativen Anbieter zu GDF; Total ist auf diesem Markt nicht vertreten.

437. Wie weiter unten erläutert, setzt Distrigaz auf das Erreichen einer kritischen Masse auf diesen Märkten, um sich auch auf anderen Liefermärkten zu entwickeln. Hierzu ist festzustellen, dass Distrigaz bei der Einreichung ihres Antrags auf Zulassung zur Erdgasversorgung beim Wirtschaftsministerium im Oktober 2004 einen Geschäftsplan

²⁵⁰ In der Zone West gibt es keine öVNB.

vorlegte, aus dem eindeutig hervorgeht, dass sie beabsichtigte, die öVNB mit Erdgas zu beliefern.²⁵¹

438. Daraus folgt, dass Distrigaz als einer der potenziellen Wettbewerber von GDF betrachtet werden kann, die am besten aufgestellt sind, um in den Zonen Nord (H- und L-Gas) und Ost Erdgas an Wiederverkäufer zu liefern.
439. Obwohl der geplante Zusammenschluss auf diesen Märkten nicht zu Überschneidungen führt, bewirkt er dennoch die Ausschaltung eines der am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerber von GDF mit großen Vorteilen, der die Absicht hat, in diesen Markt einzusteigen.
440. Wie weiter unten ausgeführt, findet die Fusion von GDF und Suez vor dem Hintergrund hoher Marktzutrittsschranken auf den französischen Erdgasliefermärkten statt.
441. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen ist die Kommission daher der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer in den Zonen Nord (H-Gas und L-Gas) und Ost wirksamen Wettbewerb erheblich behindern wird.

A.3.4.1.3 Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007

442. GDF liefert fast [90-100]* % der an Haushaltskunden gelieferten Erdgasmengen. Den Rest liefern die öVNB, wobei jeder öVNB in dem ihm konzessionierten Versorgungsgebiet ein Monopol hat.
443. Da Haushaltskunden noch nicht zugelassen sind, können andere Versorger als GDF und die öVNB auf diesem Markt nicht tätig werden. Vom 1. Juli 2007 an werden jedoch alle Haushaltskunden zugelassen sein. Gemäß dem genannten Gesetzentwurf, der im Juni 2006 in die Nationalversammlung eingebracht wurde, ist vorgesehen, dass Haushaltskunden entscheiden können, von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters keinen Gebrauch zu machen und Erdgas weiter zu reglementierten Preisen zu beziehen.
444. Das Gericht erster Instanz (GeI) hat die Auffassung vertreten, dass das Fehlen von Wettbewerb auf den Gasmärkten gemäß der Gasrichtlinie jede Schlussfolgerung, nach der die Bedingungen von Artikel 2 Absatz 3 der Fusionskontrollverordnung erfüllt seien, ausschließe.²⁵² Es stellte insbesondere fest, dass die Kommission nicht bewerten könne, ob der Zusammenschluss die Einführung wirksamen Wettbewerbs im Rahmen des verbindlichen Zeitplans der Gasrichtlinie verhindern würde.²⁵³
445. Die Wettbewerbssituation, die zum Zeitpunkt des Erlasses der Entscheidung oder zum Zeitpunkt der Öffnung der fraglichen Märkte für den Wettbewerb bestanden habe, stelle eine objektive Gegebenheit dar, die durch die unterbliebene Anwendung eines rechtlichen Kriteriums nicht berührt werde.²⁵⁴ Darüber hinaus gab das GeI in der

²⁵¹ Genannte Antwort der Parteien (Nr. 14463) vom 3.8.2006.

²⁵² Rechtssache T-87/05, Randnr. 116 ff.

²⁵³ Rechtssache T-87/05, Randnr. 127

²⁵⁴ Rechtssache T-87/05, Randnr. 131.

Rechtssache EDP an, dass die Kommission die unmittelbaren Folgen eines Zusammenschlusses, wenn es sie gebe, prüfen könne und sie bei dessen Gesamtbewertung berücksichtige.²⁵⁵ In jenem Fall hätte eine unmittelbare Auswirkung des Zusammenschlusses in der durch die Verpflichtungszusagen geänderten Form darin bestanden, die Öffnung bestimmter Märkte in Bezug auf den Zeitplan der Erdgasrichtlinie vorzuziehen.²⁵⁶

446. Wenn die Kommission einen Zusammenschluss untersuche, müsse sie zudem auf der Grundlage des Tests der erheblichen Behinderung wirksamen Wettbewerbs sicherstellen, dass der Zusammenschluss unmittelbare und sofortige Auswirkungen hätte. Dabei könne sie gegebenenfalls die Auswirkungen eines Zusammenschlusses in naher Zukunft in Betracht ziehen.²⁵⁷
447. In diesem Fall wird der angemeldete Zusammenschluss keine Auswirkungen auf den Zeitplan für die Öffnung der französischen Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden haben. Daher werden keine unmittelbaren positiven Auswirkungen auf die Wettbewerbsbedingungen dieser Märkte festgestellt. Der Zusammenschluss könnte sich im Gegenteil, obwohl dieser Markt erst am 1. Juli 2007 für den Wettbewerb geöffnet wird, unmittelbar auf die Vorbereitung der potenziellen Wettbewerber auf die Öffnung auswirken. Der Zusammenschluss schaltet insbesondere Distrigaz (Suez) sofort als potenziellen Wettbewerber von GDF in Frankreich aus und schafft Hindernisse für den Markteintritt weiterer potenzieller Wettbewerber. Die sofortige Wirkung dieser Hindernisse könnte darin bestehen, diese von Investitionen im Hinblick auf den Markteintritt ab 1. Juli 2007 abzuhalten. Durch den Zusammenschluss könnte für Distrigaz auch der Anreiz entfallen oder geschwächt werden, mit Blick auf die Marktöffnung bereits jetzt wettbewerbsfähigere Preise oder andere günstige Konditionen zur Kundenbindung anzubieten.
448. Diese Entscheidung wird nur wenige Monate vor der Liberalisierung der Märkte für die Lieferung an Haushaltskunden ergehen. Infolgedessen haben die sofortigen Wirkungen des Zusammenschlusses auf die geschäftlichen Entscheidungen der Fusionsparteien und Dritter Auswirkungen auf die Wettbewerbsbedingungen in naher Zukunft.
449. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die baldige Öffnung des Marktes für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden untersucht werden müssen.
450. Wie in Abschnitt A.3.4.2 näher ausgeführt, setzt Distrigaz darauf, auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden eine kritische Masse zu erreichen, um sich auch auf anderen Liefermärkten zu entwickeln. Die Stellung, die Distrigaz auf diesen Märkten erreicht hat, kann ihren Einstieg in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden begünstigen.
451. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte behaupten die Parteien jedoch, Distrigaz sei für den Einstieg in diese Märkte nicht am besten aufgestellt. Sie

²⁵⁵ Rechtssache T-87/05, Randnr. 124.

²⁵⁶ Rechtssache T-87/05, Randnr. 125.

²⁵⁷ Rechtssache T-5/02, Tétralaval/Kommission, Slg. 2002-II, S. 4381, Randnr. 153

geben an, dass i) Distrigaz keine Zulassung zur Versorgung von Haushaltskunden beantragt habe und ii) EDF aufgrund ihres einzigartigen Haushaltskundenbestands besser als Distrigaz aufgestellt sei, um ab 1. Juli 2007 in diese Märkte einzusteigen.²⁵⁸

452. Die Kommission ist jedoch der Ansicht, dass Distrigaz gemeinsam mit EDF am besten aufgestellt ist, um ab 1. Juli 2007 in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden einzutreten.
453. Zunächst stellt die Kommission fest, dass Distrigaz die Tatsache, im Jahr 2004 keine Zulassung zur Versorgung von Haushaltskunden beantragt zu haben, mit Artikel 7 des Dekrets Nr. 2004-250²⁵⁹ begründet. Dieser Artikel sieht in Absatz zwei vor: „*Wenn der Inhaber einer Versorgungszulassung während einer Dauer von einem Jahr keinen Vertrag mit zugelassenen oder nicht zugelassenen Kunden vorweisen kann, wird diese Zulassung von Rechts wegen hinfällig.*“ Da Haushaltskunden, die ihren Anbieter erst ab 1. Juli 2007 frei wählen können, gegenwärtig nur von GDF und öVNB mit Erdgas versorgt werden können, wäre eine Zulassung, die Distrigaz 2004 für die Versorgung von Haushaltskunden erteilt worden wäre, hinfällig geworden, noch bevor sie hätte genutzt werden können. Dass Distrigaz die Erdgasversorgung von Haushaltskunden nicht beantragt hat, kann infolgedessen nicht als mangelnde Bereitschaft, diese Kundengruppe vom 1. Juli 2007 an mit Erdgas zu beliefern, ausgelegt werden.
454. Weiterhin stellt die Kommission fest, dass EDF zwar gut aufgestellt ist, um in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden einzusteigen²⁶⁰, die Suez-Gruppe, zu der Distrigaz gehört, jedoch Vorteile besitzt, die die anderen Wettbewerber neben EDF nicht vorweisen können.
455. Zum Ersten hat Suez bereits Erfahrung in der Energieversorgung von Haushaltskunden (insbesondere in Belgien), was bei dem anderen großen Wettbewerber in Frankreich, Total, nicht der Fall ist. Dass Total, wie die Parteien betonen²⁶¹, der drittgrößte Erdgaserzeuger der Welt und der viertgrößte Europas ist, scheint beim Einstieg in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden im Ausland keinen wesentlichen Wettbewerbsvorteil dargestellt zu haben, insbesondere im Vereinigten Königreich, wo der Markt seit mehreren Jahren vollständig geöffnet ist.
456. Zum Zweiten ist die Suez-Gruppe in Frankreich über mehrere Konzessionen für öffentliche Dienstleistungen (Energie, Abfall und Wasser), durch die sie direkten Kontakt zu mehreren Millionen Haushaltskunden hat, bereits gut in Frankreich etabliert. Kein anderes alteingesessenes Erdgasunternehmen außer GDF hat eine solche Stellung in Frankreich und bereits Kontakt zu Haushaltskunden. Die Lyonnaise des Eaux, eine französische Tochtergesellschaft der Suez-Gruppe, liefert und fakturiert Trinkwasser an mehr als 3,9 Mio. französische Kunden in 5000 Gemeinden und besitzt ein landesweites

²⁵⁸ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 370-374.

²⁵⁹ Dekret Nr. 2004-250 vom 19. März 2004 über die Zulassung zur Erdgasversorgung.

²⁶⁰ In ihrer Entscheidung EDP/ENI/GDP (COMP/M.3440) vertrat die Kommission die Ansicht, dass EDF als führendes Unternehmen im portugiesischen Stromeinzelhandel aufgrund i) ihres Bestandes an Stromkunden, ii) ihrer Fähigkeit, duale Angebote (Strom + Gas) zu unterbreiten und iii) ihrer Markenstärke „große Vorteile beim Einstieg in den portugiesischen Gaseinzelhandelsmarkt für Kleinkunden und ein starkes Interesse daran, dort Fuß zu fassen hätte“ (Randnr. 570-575).

²⁶¹ Antwort der Parteien (Nr. 17565) vom 19.9.2006.

Netz mit 120 Niederlassungen.²⁶² So betont Suez in ihrem letzten Referenzdokument, dass sie beabsichtige, ihre Aktivitäten im Energiesektor in Frankreich „*ausgehend von den im Strom- und Erdgassektor erworbenen Stellungen und aufbauend auf die historisch gewachsenen Positionen (...) in den Bereichen Umwelt und öffentliche Dienstleistungen*“ auszubauen.²⁶³

457. Zum Dritten ist, wenn davon ausgegangen werden muss, dass die Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden den Einstieg in den Markt für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden erleichtern kann, festzustellen, dass die Stellungen von Distrigaz und EDF im Bereich der Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden in allen Bilanzonen recht ähnlich sind.
458. Aus diesen Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss zur Ausschaltung eines potenziellen Wettbewerbers führt, der aufgrund seiner Vorteile gemeinsam mit EDF am besten aufgestellt ist, um ab 1. Juli 2007 in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden einzusteigen.
459. Wie weiter unten ausgeführt, findet die Fusion von GDF und Suez vor dem Hintergrund hoher Marktzutrittschranken auf den französischen Erdgasliefermärkten statt.
460. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden in den Zonen Nord (H-Gas und L-Gas), Ost, West, Süd und Südwest vom 1. Juli 2007 an erheblich behindern wird.

A.3.4.1.4 Märkte für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger

461. Gegenwärtig besitzt und betreibt GDF das einzige GuD-Kraftwerk Frankreichs (das Kraftwerk DK6 in Dunkerque). GDF beliefert ihr GuD-Kraftwerk mit der gesamten, für den Betrieb benötigten Erdgasmenge. Einen Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger gibt es daher gegenwärtig nicht. Ein solcher Markt dürfte jedoch in naher Zukunft entstehen, da mehrere Marktteilnehmer bereits den Bau von GuD-Kraftwerken geplant haben. Vor diesem Hintergrund ist die Kommission der Ansicht, dass sich der Zusammenschluss sofort nachteilig auf die Investitionsentscheidungen und die Entscheidungen über die Erdgasversorgung der Unternehmen, die GuD-Kraftwerke errichten wollen, auswirkt.
462. Auf der Grundlage öffentlicher Erklärungen hat die CRE mehrere Projekte zur Inbetriebnahme von GuD-Kraftwerken in Frankreich im Zeitraum 2008 bis 2010 ermittelt. Vorbehaltlich der Realisierung aller angekündigten Projekte und unter Berücksichtigung der bereits in Betrieb befindlichen GuD-Kraftwerke von GDF würde der französische GuD-Kraftwerkspark im Jahr 2010 folgendermaßen strukturiert sein²⁶⁴:

²⁶² Tätigkeitsbericht 2005, S. 49. Im Hinblick hierauf ist die Behauptung der Parteien, die Kunden von Suez seien „Industrieunternehmen oder Gebietskörperschaften und nicht (oder nur zu einem sehr geringen Teil) Haushaltskunden“ (E-Mail der Parteien Nr. 17565 vom 19.9.2006) nicht stichhaltig.

²⁶³ Referenzdokument 2005, S. 31.

²⁶⁴ Genannte Antwort der CRE auf den Fragebogen Phase II - Frage 27.

Erzeuger	Installierte Leistung in 2010 (MW)
Endesa - La Snet	2 800
Gaz de France	1 700 – 1 900
Suez	800
EDF (<i>Entscheidung in 2007 zu bestätigen</i>)	800
Poweo	400
Angekündigte Gesamtleistung	6 500 – 6 700

Quelle: CRE anhand öffentlicher Erklärungen

463. Die drei anderen Unternehmen außer GDF und Suez, die die Inbetriebnahme von GuD-Kraftwerken geplant haben (Poweo, SNET und EDF), äußerten Bedenken hinsichtlich der Auswirkungen der Fusion auf den Markt für die Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke. Poweo und EDF sind beide im Bereich der Strom- und Gasversorgung in Frankreich tätig.
464. Die SNET meint, dass die neue Einheit i) eine Verhandlungsmacht haben wird, die es ihr ermöglicht, ihre Tarifbedingungen für die Erdgaslieferung durchzusetzen und ii) Kenntnis von allen Erdgaslieferbedingungen aller Wettbewerber auf dem Markt für die Stromerzeugung aus Erdgas (dem größten Absatzmarkt für Erdgas in den nächsten zehn Jahren) haben wird.²⁶⁵
465. EDF meint: „Die Fusion von GDF und Suez würde die Kontrolle, die jede der beiden Parteien im Erdgassektor ausübt (Beschaffung, Zugang, Transport und Speicherung), in dem sie in Frankreich und in ganz Nordwesteuropa tätig sind, verstärken und ein Quasimonopol in wesentlichen Segmenten der entsprechenden Wertschöpfungskette begründen.“²⁶⁶
466. Poweo schließlich erklärt²⁶⁷, im April 2006 eine Ausschreibung im Hinblick auf einen Langfristvertrag (15 Jahre) zur Belieferung ihres künftigen GuD-Kraftwerks in Nordfrankreich, in Pont sur Sambre, das rund zwanzig Kilometer vom Einspeisepunkt Taisnières entfernt liegt, bekannt gegeben zu haben. Poweo teilt mit, auf diese Ausschreibung, die nach der Ankündigung der Fusion von GDF und Suez veröffentlicht wurde, von GDF ein Angebot für nur drei Jahre zu einem prohibitiven Preis und von Suez gar kein Angebot erhalten zu haben.²⁶⁸ Poweo unterstreicht den überragenden Zugang der neuen Einheit zu den Kapazitäten des Einspeisepunktes Taisnières und ist der Ansicht, dass das Verhalten von GDF und Suez nach einer Fusion „noch diskriminierender würde, insbesondere mit Blick auf den Zugang zu Erdgas von Taisnières aus.“

²⁶⁵ Antwort auf den Fragebogen Phase II, E-Mail vom 18.7.2006 (Nr. 13530) - Frage 18.

²⁶⁶ Antwort auf den Fragebogen Phase II, E-Mail vom 17.7.2006 (Nr. 13426) - Frage 18.

²⁶⁷ E-Mail vom 1.8.2006 (Nr. 14265).

²⁶⁸ Die Parteien bestreiten, dass das Angebot von GDF an Poweo prohibitiv war.

467. Auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, hat Distrigaz in den Zonen Ost (wo sie mit einem Marktanteil über [30-40]*% der größte alternative Anbieter ist) und Nord (wo sie mit einem Marktanteil über 10 % der zweitgrößte alternative Anbieter ist) bereits eine starke Stellung.
468. Total, der größte alternative Anbieter auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden in der Zone Nord, wurde von Poweo ebenfalls zur Angebotsabgabe aufgefordert, gab jedoch auch kein Angebot ab.
469. Poweo hatte jedoch, nachdem kein Angebot einging, bei Distrigaz nach, da das künftige GuD-Kraftwerk von Poweo im Norden liegt, in der Nähe des Einspeisepunktes Taisnières nahe der Grenze zu Belgien. Die definitive Ablehnung von Distrigaz veranlasste Poweo zu der Annahme, dass ihr Projekt „*durch zwei beherrschende Gruppen auf dem Markt Nordfrankreichs und Belgiens*“ gefährdet werde. Aufgrund ihrer Stellung in dieser Zone und in Belgien wurde Distrigaz von Poweo als beste Alternative zu GDF im Norden angesehen.
470. Aufgrund der sehr starken Stellung von Distrigaz auf dem Markt für die Lieferung an große Industriekunden in der Zone Ost, in der Nähe des Einspeisepunktes Taisnières, kann dieses Unternehmen auch auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke in dieser Zone als beste Alternative zu GDF angesehen werden.
471. Der angemeldete Zusammenschluss führt somit zur Ausschaltung des am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerbers im Bereich der Lieferung von Erdgas an GuD-Kraftwerke in den Zonen Nord und Ost.
472. Die Parteien haben den Einwand der Kommission, der angemeldete Zusammenschluss führe zur Ausschaltung des am besten aufgestellten potenziellen Wettbewerbers im Bereich der Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger, in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte nicht beantwortet.
473. Im Übrigen stellt die Kommission fest, dass GDF die Möglichkeit, duale Angebote (Strom und Gas) zu unterbreiten, [...]*.²⁶⁹ Der Ausbau von GuD-Kraftwerken durch GDF ist daher ein wichtiges Instrument, das es ihr ermöglicht, duale Angebote zu unterbreiten; die aus der Fusion hervorgehende Gruppe würde bis 2010 rund 40% der GuD-Produktionskapazitäten in Frankreich betreiben.
474. Somit stellt sich die Frage, ob für die neue Einheit ein Anreiz besteht, den Verkauf von Erdgas zu einem wettbewerbsfähigen Preis an GuD-Kraftwerke zu verweigern, um die Entstehung dualer Angebote bei ihren Wettbewerbern zu verhindern.
475. Die Kommission ist der Ansicht, dass ein solcher Anreiz wenig wahrscheinlich ist. Denn damit sich ein solches Verhalten rentiert, müsste die neue Einheit auf den Märkten der Stromerzeugung oder Stromversorgung eine sehr starke Stellung haben. Dies ist

²⁶⁹ Antwort der Parteien (Nr. 14319) vom 1.8.2006, Gaz de France – Geschäftsplan Handel 2003-2017 (Zusammenfassung Oktober 2003).

allerdings nicht der Fall, da auf diesen Märkten EDF das beherrschende Unternehmen in Frankreich ist und auch nach dem Bau der genannten GuD-Kraftwerke sein wird.²⁷⁰

476. Aus den genannten Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger in den Zonen Nord (H-Gas und L-Gas) und Ost in naher Zukunft erheblich behindern wird, indem ein potenzieller Wettbewerber, der den Wettbewerb stark fördern wird, ausgeschaltet wird.

477. ***A.3.4.2 Aufgrund der Kombination ihrer Vorteile ist Suez einer der alternativen Anbieter, die am besten aufgestellt sind, um den Wettbewerb in Frankreich zu beleben***

478. Das Unternehmen Suez, das in Frankreich kein etabliertes Unternehmen ist, sondern erst 2002 in die französischen Märkte der Erdgaslieferung eingestiegen ist, scheint einer der wichtigsten alternativen Wettbewerber zu sein und hat bei der Liberalisierung der Erdgasmärkte in Frankreich über ihre Tochtergesellschaft Distrigaz eine aktive Rolle gespielt. Dieser aktive Part liegt in mehreren erheblichen Vorteilen von Suez begründet.

479. Zunächst ist Suez das beherrschende etablierte Unternehmen in Belgien, dem Land, durch das ein Teil der H-Gas-Lieferungen und alle L-Gas-Lieferungen, die für Frankreich bestimmt sind, durchgeleitet werden. Dies verschafft Suez gegenüber den meisten Wettbewerbern einen wesentlichen Vorteil beim Einstieg in den französischen Markt und bei der Entwicklung auf diesem Markt. So betont Distrigaz in ihrem 2004 gestellten Antrag auf Zulassung zur Erdgasversorgung in Frankreich²⁷¹: „*Da Distrigaz derzeit vor allem von Belgien aus tätig ist und bereits im Norden und Osten aktiv ist, wurden für den Einstieg in den französischen Markt zunächst die Einspeisepunkte Taisnières H und Taisnières B genutzt. [...]*“*

480. Die Parteien wenden ein: *"E.ON-Ruhrgas ist in einer noch besseren Situation als Distrigaz, da sie den deutschen Markt beherrscht, der vom Umfang her größer als der belgische Markt ist und durch den ein ebenfalls sehr großer Teil der französischen Bezugsmengen geleitet wird."*²⁷²

481. Die Kommission teilt den Einwand der Parteien aus den folgenden Gründen nicht.

²⁷⁰ Siehe S. 598, 602 und 603 des Formblatts CO. Im Jahr 2005 hatte EDF auf dem Markt der Stromerzeugung einen Marktanteil von [80-90]* %, während die Parteien einen gemeinsamen Marktanteil von [0-5]* % hatten. Unter Berücksichtigung der neuen GuD-Kraftwerke (insgesamt 6700 MW, davon 2700 MW für die Parteien) würde der gemeinsame Marktanteil der Parteien bis 2010 auf [5-10]* % steigen. Die Parteien, die keinen Strom an Haushaltskunden liefern, da dieser Markt erst am 1. Juli 2007 geöffnet wird, sind bei der Stromlieferung an kleine Industriekunden (Verbrauch weniger als 250 kW) so gut wie nicht vertreten. Auf dem Markt für die Lieferung von Strom an große Industriekunden (Verbrauch über 250 kW) beträgt ihr gemeinsamer Marktanteil etwa [10-15]* %.

²⁷¹ Antwort der Parteien (Nr. 14463) vom 3.8.2006, Unterlagen zur Beantragung der Zulassung zur Erdgasversorgung durch S.A. Distrigaz.

²⁷² Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 387.

482. Zunächst hat E.ON-Ruhrgas (E.ON) derzeit kaum Möglichkeiten, H-Gas aus Deutschland einzuführen. Denn für 2005-2007 hat GDF mehr als [90-100]* % der Kapazitäten vom deutschen Einspeisepunkt (Medelsheim) zum französischen Einspeisepunkt (Obergailbach) gebucht, davon [90-100]* % als feste Kapazitäten.²⁷³ Insgesamt führten die Parteien im Jahr 2005 fast [90-100]* % der H-Gas-Mengen aus Deutschland ein (GDF: [90-100]* %, Distrigaz: [0-5]* %). Die Möglichkeiten, Erdgas über Deutschland einzuführen, sind für die Wettbewerber von GDF umso geringer, als der Einspeisepunkt Obergailbach engpassbehaftet ist²⁷⁴ (siehe unten). Trotz ihrer Stellung in Deutschland und obwohl sie in Frankreich zeitgleich mit Distrigaz (im Jahr 2002) Fuß gefasst hat, hat E.ON auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an große Industriekunden in der Zone Ost einen Marktanteil von nicht mehr als 5 %, während der Marktanteil von Distrigaz dort mehr als 30 % beträgt. In den Zonen Nord und Süd hat E.ON noch geringere Marktanteile als in der Zone Ost. Zudem liefert E.ON im Gegensatz zu Distrigaz, die das gesamte Land abdeckt, kein Erdgas in die Zonen West und Südwest.
483. E.ON hat zwar Transportkapazitäten am Einspeisepunkt Obergailbach im Rahmen der Erweiterung der Kapazitäten dieses Punktes gebucht, doch diese neuen Kapazitäten werden nicht vor Dezember 2008 verfügbar sein. Zudem sind diese zusätzlichen Kapazitäten bereits alle auf lange Sicht gebucht (im Rahmen von langfristigen Buchungen)²⁷⁵, und [80-90]* % bis [90-100]* % der langfristigen festen Kapazitäten wurden von GDF von Dezember [...] bis [...] gebucht (E.ON hat zwischen [10-20]* % und [10-20]* dieser Kapazitäten gebucht).
484. L-Gas schließlich kann nicht über Deutschland eingeführt werden, da sich der einzige Einspeisepunkt in Taisnières befindet.
485. Weiterhin besitzt Distrigaz umfangreiche und diversifizierte Erdgasressourcen, die einen erheblichen Vorteil darstellen. Erstens verfüge sie, wie Distrigaz in dem genannten Antrag ausführt, *„in ihrem Einkaufsportfolio über umfangreiche LNG-Mengen und große Flüssiggastanker, die problemlos zu französischen oder anderen Terminals umgeleitet werden können“*. Zweitens verfügt sie nicht nur über zahlreiche langfristige Bezugsverträge mit Flexibilitätsklauseln, sondern kann schnell erhebliche Erdgasmengen über den Hub Zeebrugge beziehen, an dem sie *„einer der Hauptakteure“* ist. Distrigaz unterstreicht in diesem Dokument, sie habe *„ein flexibles und diversifiziertes Bezugsportfolio aufgebaut, das einen ihrer größten Vorteile darstellt.“*
486. Die Parteien wenden ein, dass das Verfügen über umfangreiche und diversifizierte Ressourcen eine Gemeinsamkeit aller großen europäischen Erdgasunternehmen wie ENI, E.ON oder Centrica sei. Sie behaupten weiter, dass alle etablierten Unternehmen über

²⁷³ Antwort der Parteien (Nr. 11272) vom 12.06.2006.

²⁷⁴ Die Engpasssituation dieses Punktes wird von E.ON-Ruhrgas selbst in ihrer Antwort auf Punkt 15 des Fragebogens Phase II genannt (E-Mail vom 11.7.2006 – Nr. 13018).

²⁷⁵ Es gibt zwei Buchungskategorien für jährliche Transportkapazitäten: zum einen kurzfristige Buchungen, die nur eine Buchung für ein einziges Jahr ermöglichen und eine Vorausbuchungsfrist von weniger als 6 Monaten (und mehr als 1 Monat) erfordern, und zum anderen langfristige Buchungen, die Buchungen für mehrere Jahre ermöglichen und eine Vorausbuchungsfrist von mehr als 6 Monaten erfordern. Am Einspeisepunkt Obergailbach machen die langfristig gebuchten Kapazitäten 80 % der jährlichen Kapazitäten aus.

die gleichen Zugangsbedingungen zu LNG-Terminals mit dem gleichen Flexibilitätsgrad verfügen würden.

487. Die Kommission teilt den Einwand der Parteien aus den folgenden Gründen nur zum Teil.
488. Erstens trifft die Aussage, dass auch andere europäische Erdgasunternehmen über umfangreiche und diversifizierte Erdgasressourcen verfügen, auf die neuen Anbieter auf den Erdgasliefermärkten wie Altergaz, Poweo und EDF nicht zu. Im Übrigen stellt der Umstand, über derartige Ressourcen zu verfügen, einen Vorteil dar, der nur in Verbindung mit anderen Vorteilen zum Tragen kommen. So hat dieser Vorteil es E.ON oder ENI nicht ermöglicht, wesentlich auf die französischen Erdgasliefermärkte vorzudringen, und Centrica ist auf diesen Märkten noch immer nicht präsent.
489. Zweitens waren die Parteien, was den Zugang zu LNG anbelangt, nicht in der Lage, die von den verschiedenen Unternehmen gebuchten Regasifizierungskapazitäten an den europäischen LNG-Terminals vorzulegen.²⁷⁶ Nach dem derzeitigen Konfigurationsstand der Erdgasfernleitungsnetze ist das LNG-Terminal von Zeebrugge in Belgien das einzige ausländische Terminal, das den Zugang zu den französischen Märkten ermöglicht. Suez hat allerdings derzeit [90-100]* % der Regasifizierungskapazitäten dieses Terminals gebucht und wird auch nach 2008, nach der Erweiterung der Terminalkapazitäten, noch [40-50]* % besitzen, während die anderen [40-50]* % von ExxonMobil gebucht wurden. In Anbetracht dessen, dass GDF die überwiegende Mehrheit der Kapazitäten der französischen Terminals gebucht hat, hat Distrigaz somit einen Vorteil gegenüber anderen Wettbewerbern als GDF.
490. Drittens betont Distrigaz, sie verfüge *„über mehr als 30 Jahre Erfahrung im Bereich der Lieferung und des Einkaufs von Erdgas. Durch dieses Erfahrung wurde sie auch auf anderen Märkten Westeuropas handlungsfähig, ohne große zusätzliche Personalinvestitionen tätigen zu müssen.“* Während andere etablierte Erdgasunternehmen ebenfalls über diese Erfahrung verfügen mögen, ist dies bei den Neueinsteigern auf den Erdgasliefermärkten wie Altergaz, Poweo und EDF nicht der Fall.
491. Die Parteien wenden im Übrigen ein, dass die Möglichkeit der Nutzung von Gegenstromkapazitäten („reverse flows“), die ENI oder Gas Natural im Rahmen des Erdgastransits am Ausspeisepunkt Oltingue (Schweizer Grenze) oder Larrau (spanische Grenze) besitzen, ihnen auf dem französischen Markt einen besonderen Vorteil verleihen würden.
492. Die Kommission teilt den Einwand der Parteien nicht.
493. Die Gegenstromkapazitäten sind sowohl in Oltingue als auch in Larrau sehr begrenzt. Sie entsprechen in Oltingue und Larrau 81 GWh/Tag bzw. 40 GWh/Tag und machen damit zusammen weniger als 4,5 % der jährlichen Kapazitäten der Einspeisepunkte nach Frankreich aus. Zudem sind die Gegenstromkapazitäten von Larrau unterbrechbar, so dass sie nicht regelmäßig genutzt werden können.

²⁷⁶ Antwort der Parteien (Nr. 17502) vom 19.9.2006.

494. Viertens besitzt Suez, wie bereits im Rahmen der Analyse der Märkte für die Erdgaslieferung an Haushaltskunden genannt, besondere Vorteile, die andere etablierte Gasunternehmen mit Ausnahme von GDF nicht vorweisen können.
495. Zum einen hat Suez bereits Erfahrung in der Energieversorgung von Haushaltskunden (insbesondere in Belgien), was bei Total, dem anderen etablierten Unternehmen aus dem Südwesten Frankreichs, nicht der Fall ist. Dass Total, wie die Parteien betonen²⁷⁷, der drittgrößte Erdgaserzeuger der Welt und der viertgrößte Europas ist, scheint beim Einstieg in die Märkte für die Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden im Ausland keinen wesentlichen Wettbewerbsvorteil dargestellt zu haben, insbesondere im Vereinigten Königreich, wo der Markt seit mehreren Jahren vollständig geöffnet ist.
496. Selbst wenn es stimmt, dass EDF ein etabliertes Unternehmen ist, das aufgrund seines Kundenstamms im Stromsektor für den Einstieg in die Märkte der Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden besonders gut aufgestellt ist, ist festzustellen, dass Suez in Frankreich bereits über mehrere öffentliche Dienstleistungen (Energie, Abfall und Wasser), durch die sie direkten Kontakt zu mehreren Millionen Haushaltskunden hat, gut etabliert ist. Ihre Tochtergesellschaft Lyonnaise des Eaux liefert und fakturiert Trinkwasser an mehr als 3,9 Mio. französische Kunden in 5000 Gemeinden und besitzt ein landesweites Netz aus 120 Niederlassungen. So betont Suez in ihrem Referenzdokument 2005, dass sie beabsichtige, ihre Aktivitäten im Energiesektor in Frankreich *„ausgehend von den im Strom- und Erdgassektor erworbenen Stellungen und aufbauend auf die historisch gewachsenen Positionen (...) in den Bereichen Umwelt und öffentliche Dienstleistungen“* auszubauen.²⁷⁸ Kein anderes Erdgasunternehmen kann ein solches Netz vorweisen.
497. Die wichtige Rolle von Suez bei der Liberalisierung der französischen Erdgasmärkte wurde von der CRE unterstrichen: *„Die Suez-Gruppe hat bei der Liberalisierung des französischen Erdgasmarktes eine wichtige Rolle gespielt. Von 2002 bis Juli 2004 hat Suez eine Geschäftsstrategie zur Akquisition von großen Industriekunden, die Gas verbrauchen, entwickelt. Mit der Öffnung des Erdgasmarktes für alle Gewerbetreibenden am 1. Juli 2004 hat Suez begonnen, auch kleinere Kunden zu akquirieren.“*²⁷⁹
498. Distrigaz kann daher in ihrem Antrag auf Zulassung zur Versorgung behaupten, dass sie *„bereits heute als drittgrößter Anbieter eine Alternative zum etablierten Unternehmen ist“*, und dass sie *„beabsichtigt, sich an [...] der zugelassenen Kunden [...] zu wenden. Sie konzentriert sich zunächst auf den Markt der [...], um die kritische Masse zu erreichen, die für die spätere Entwicklung unabdingbar ist“*.
499. Distrigaz ist gegenüber den beiden etablierten Unternehmen GDF und Total der größte alternative Anbieter. Aufgrund der Kombination ihrer genannten Vorteile ist die Kommission der Ansicht, dass Distrigaz einer der am besten aufgestellten Anbieter ist, der auf allen Märkten der Erdgaslieferung mit GDF konkurrieren kann. Dabei besitzt Distrigaz alle Vorteile, um i) mit Total auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an

²⁷⁷ Antwort der Parteien (Nr. 17565) vom 19.9.2006.

²⁷⁸ Referenzdokument 2005, S. 31.

²⁷⁹ Genannte Antwort der CRE auf den Fragebogen Phase I - Frage 66.

Industriekunden am besten aufgestellt zu sein und ii) mit EDF für den Einstieg in die Märkte der Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden am besten aufgestellt zu sein.

A.3.4.3 Erhebliche Marktzutrittsschranken verstärken die horizontalen Auswirkungen

500. Die Lieferung von Erdgas setzt den Zugang zu Erdgas sowie zu Infrastrukturen wie dem Fernleitungsnetz, LNG-Terminals und Speichieranlagen voraus. Der Zugang erfolgt über das Buchen von Kapazitäten. Diese Kapazitätsbuchungen sind für den Wettbewerb von entscheidender Bedeutung. Außer in der Zone Südwest sind alle diese Infrastrukturen im Besitz von GDF, entweder direkt (Speicher und LNG-Terminals) oder über die 100 %ige Tochtergesellschaft GRTgaz. Der überragende Zugang von GDF - und erst recht der neuen Einheit - zu Erdgas und Erdgasinfrastrukturen stellt erhebliche Marktzutrittsschranken für Wettbewerber dar, die in die nachgelagerten Märkte einsteigen wollen.
501. Diese Schranken sind umso schwieriger zu beseitigen, als die Einheiten von GDF, die die Infrastrukturen betreiben, offenbar noch nicht alle in der Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 geforderten Unabhängigkeitsgarantien aufweisen.
502. Die Entwicklung der reglementierten öffentlichen Verteilungspreise von GDF für Erdgas spiegelt nicht die Entwicklung ihrer Beschaffungskosten wider, was die Öffnung der Märkte für den Wettbewerb hemmt.

A.3.4.3.1 Zugang zu Erdgas

503. Wie bereits erwähnt, wird die Erdgasversorgung Frankreichs zu fast 97 % durch Einfuhren gedeckt.
504. Nach Angaben der Parteien hat GDF im Jahr 2005 fast [80-90]* % der H-Gas-Mengen und [90-100]* % der L-Gas-Mengen eingeführt. Suez hat fast [0-5]* % des H-Gases und [0-5]* % des L-Gases eingeführt.²⁸⁰
505. GDF und Suez führen das Erdgas im Wesentlichen im Rahmen von Langfristverträgen (Laufzeit mehr als 10 Jahre) nach Frankreich ein. GDF führte im Jahr 2005 [80-90]* % der H-Gas-Mengen und [90-100]* % der L-Gas-Mengen im Rahmen von Langfristverträgen ein. Suez führte im Jahr 2005 [70-80]* % der H-Gas-Mengen und [90-100]* % der L-Gas-Mengen im Rahmen von Langfristverträgen ein.
506. Insgesamt fielen bei GDF und Suez im Jahr 2005 [90-100]* % bzw. [0-5]* % der eingeführten H-Gas-Mengen unter langfristige Verträgen. Bei L-Gas fielen [90-100]* % bzw. [0-5]* % der Einfuhren unter langfristige Verträgen.
507. GDF und Suez sind nicht die einzigen Erdgasunternehmen, die langfristige Erdgasbezugsverträge geschlossen haben. Auch andere etablierte europäische Marktteilnehmer haben Zugang zu solchen Verträgen. Für Unternehmen, die den Einstieg in die Erdgasmärkte anstreben, ist der Zugang zu diesen Verträgen dagegen schwieriger.²⁸¹ Vor dieser Hintergrund begründen die langfristigen Verträge einen echten

²⁸⁰ Antwort der Parteien per E-Mail vom 15.6.2006 (Nr. 11541).

²⁸¹ S. 32 des Tätigkeitsberichts 2006 der CRE.

Vorteil der neuen Einheit gegenüber Unternehmen, die erst vor kurzem in den Erdgasmarkt eingestiegen sind (wie EDF, Poweo oder Altergaz) oder dies vorhaben.

508. Der angemeldete Zusammenschluss würde die privilegierte Stellung von GDF im Hinblick auf den Zugang zu Erdgas verstärken. Denn die Parteien hätten künftig Zugang:

- zu [90-100]* % des H-Gases und [90-100]* % des L-Gases, die nach Frankreich eingeführt werden;

- zu [90-100]* % der langfristigen Einfuhrverträge für H-Gas und [90-100]* % der langfristigen Einfuhrverträge für L-Gas, so dass die neue Einheit langfristig jährliche Kapazitäten für das Fernleitungsnetz und die LNG-Terminals buchen kann.

509. Im Übrigen ermöglichen die seit 2004 in jeder Bilanzzone eingerichteten Handelspunkte es neuen Anbietern nicht, Erdgas in einer zur Ausweitung ihrer Geschäftstätigkeit ausreichenden Menge zu erwerben. Denn die Handelspunkte funktionieren, wie die CRE betont, *„aufgrund der geringen gehandelten Mengen und des dadurch bedingt fehlenden Preissignals nicht ganz zufriedenstellend“*²⁸².

510. Die Parteien behaupten, die sehr starke Stellung der Parteien beim Zugang zu Erdgas stelle keine Marktzutrittsschranke dar.²⁸³ Die von den Parteien eingeführte Erdgasmenge spiegle ihre Stellungen auf den nachgelagerten Märkten wieder, und einer von den Parteien in Auftrag gegebenen Studie²⁸⁴ zufolge *„könnten ab 2008 andere Anbieter als Suez und Gaz de France, darunter insbesondere ENI, E.ON, Gazprom und Gas Natural, mehr als 50 % der Nachfrage im Winter decken“*. Zudem bringen die Parteien vor, die Kommission widerspreche sich, indem sie zum einen behauptete, dass sich Distrigaz vor allem dank des Gashandelspunktes Nord entwickelt habe, und zum anderen, dass die Gashandelspunkte die Entwicklung alternativer Erdgasunternehmen nicht ermöglichen würden.

511. Die Kommission teilt den Einwand der Parteien aus den folgenden Gründen nicht.

512. Erstens wurden die Schlussfolgerungen der genannten, von den Parteien in Auftrag gegebenen Studie, was den Zugang zu Erdgas über Einfuhren angeht, vom Markt und von den befragten Regulierern widerlegt, wie oben im Abschnitt zu den Märkten für die Lieferung von Erdgas in Belgien ausgeführt (Einleitung von Abschnitt A.2.4).

513. Zweitens ist der Einwand der Parteien zu den Gashandelspunkten nicht stichhaltig.

514. Zum einen gibt der Einwand der Parteien den Zugang zu Erdgas nicht gemäß der Beschreibung durch Distrigaz wieder. Denn Distrigaz gibt in ihrem Antrag auf Zulassung zur Versorgung an, dass sie in Frankreich dank des Einspeisepunktes

²⁸² Genannte Antwort der CRE auf den Fragebogen Phase I - Frage 63.

²⁸³ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 402-411.

²⁸⁴ Prospective analysis of the wholesale gas markets in Belgium and in France in connection with the proposed merger of Suez and Gaz de France – [ein Beratungsunternehmen]*, September 2006.

Taisnière Fuß gefasst habe und ihre Versorgung anschließend über die Einspeisepunkte [...] * ergänzt habe.²⁸⁵

515. Zum anderen wurde die Analyse der CRE von der überwiegenden Mehrheit der Wettbewerber bestätigt, die der Ansicht sind, dass die an den Gashandelspunkten gehandelten Mengen nicht ausreichen würden, um die Entwicklung alternativer Anbieter in jeder Bilanzzone zu ermöglichen.²⁸⁶ Dass Erdgasunternehmen sich über Handelspunkte versorgen, bedeutet daher nicht, dass Handelspunkte allein ausreichend sind, um die Entwicklung neuer Anbieter zu ermöglichen. Hierzu ist festzustellen, dass EDF, obwohl sie sich über den Handelspunkt Nord versorgt, die Meinung vertritt, dass die an diesem Handelspunkt verkauften Mengen nicht ausreichen.²⁸⁷

A.3.4.3.2 Zugang zu Infrastrukturen

516. Die Lieferung von Erdgas setzt den Zugang zu Infrastrukturen wie dem Fernleitungsnetz, LNG-Terminals und Speichereinrichtungen voraus. Der Zugang erfolgt über das Buchen von Kapazitäten. Diese Kapazitätsbuchungen sind für den Wettbewerb von entscheidender Bedeutung. Außer in der Zone Südwest sind alle diese Infrastrukturen im Besitz von GDF, entweder direkt (Speicher und LNG-Terminals) oder über die 100 %ige Tochtergesellschaft GRTgaz. Der überragende Zugang von GDF - und erst recht der neuen Einheit - zu den Erdgasinfrastrukturen stellt eine Marktzutrittsschranke für Wettbewerber dar, die in die nachgelagerten Märkte einsteigen wollen.

1) Zugang zum Fernleitungsnetz

517. Da nahezu das gesamte in Frankreich verbrauchte Erdgas importiert wird, ist es wesentlich, Kapazitäten an den an der Grenze liegenden Einspeisepunkten in das Fernleitungsnetz buchen zu können. Für die Nutzung der Ein- und Ausspeisepunkte können feste oder unterbrechbare Kapazitäten kontrahiert werden. Bei festen Kapazitäten ist der Netzbetreiber in der Lage, die Inanspruchnahme unter normalen Betriebsbedingungen jederzeit während des Bezugszeitraums zu garantieren. Bei unterbrechbaren Kapazitäten ist der Netzbetreiber nicht in der Lage, ihre Inanspruchnahme jederzeit während des Bezugszeitraums zu garantieren. Kapazitäten können im Übrigen täglich, monatlich oder jährlich gebucht werden.

518. Beim Fernleitungsnetz von GRTgaz gibt es zwei Kategorien jährlicher Buchungen: kurzfristige Buchungen und langfristige Buchungen. Kurzfristige Buchungen erfordern eine Vorausbuchungsfrist von weniger als 6 und mehr als 1 Monat und können sich nur

²⁸⁵ Antwort der Parteien (Nr. 14463) vom 3.8.2006, Unterlagen zur Beantragung der Zulassung zur Erdgasversorgung durch S.A. Distrigaz.: „Da Distrigaz derzeit vor allem von Belgien aus tätig ist und bereits im Norden und Osten aktiv ist, **wurden beim Einstieg in den französischen Markt zunächst die Einspeisepunkte Taisnières H und Taisnières B genutzt**. Heute werden auch andere Einspeisepunkte an den französischen Grenzen genutzt ([...])*.“

²⁸⁶ Siehe Antworten auf Frage 7 des Fragebogens Phase II von: Altergaz für alle Handelspunkte bis auf den Handelspunkt Nord H (Nr. 13124), BP (Nr. 13890), Centrica (Nr. 13105), EDF (Nr. 13749), Electricité de Strasbourg (Nr. 13140), ENI (Nr. 13511), E.ON (Nr. 13654), Gas Natural für die Handelspunkte Nord B, West und Ost (Nr. 15173), Hydro (Nr. 13496), Iberdrola (Nr. 14002), Poweo (Nr. 13090), RWE (Nr. 13337) und Wingas (Nr. 13107).

²⁸⁷ Genannte Antwort auf Frage 7 des Fragebogens Phase II.

auf ein einziges Jahr beziehen.²⁸⁸ Langfristige Buchungen erfordern eine Vorausbuchungsfrist von mindestens 6 Monaten und können sich auf mehrere Jahre beziehen.²⁸⁹ Die langfristigen jährlichen Kapazitätsbuchungen betreffen nur i) die Einspeisekapazitäten in das Netz, ii) die Koppelstellen zwischen Bilanzzonen und iii) die Ausspeisungen in ein angrenzendes Fernleitungsnetz.

a) Übertrender Zugang der neuen Einheit zu den Einspeisepunkten des Fernleitungsnetzes

519. Im Netz von GRTgaz sind drei Einspeisepunkte über eine Pipeline verbunden: im Norden die Einspeisepunkte Taisnières (H-Gas und L-Gas) und Dunkerque und im Osten der Einspeisepunkt Obergailbach. Der Einspeisepunkt Dunkerque ist direkt mit Norwegen verbunden, der von Taisnières mit Belgien. Der Einspeisepunkt Obergailbach wiederum ist mit Deutschland verbunden. Die zu diesem Einspeisepunkt führende Pipeline ist auf der deutschen Seite im Besitz eines Unternehmens (MEGAL GmbH), das von GDF und E.ON gemeinsam kontrolliert wird.²⁹⁰
520. Im Netz von TIGF gibt es zwei Einspeisepunkte auf französischem Gebiet (Larrau und Bariatou), die jedoch nur geringe Einspeisekapazität aufweisen. Larrau ist in erster Linie Ausspeisepunkt nach Spanien und wird [...] von GDF genutzt, um Erdgas nach Spanien durchzuleiten. Die jährliche Einspeisekapazität dieses Punktes nach Frankreich beträgt 40 GWh/Tag und ist nur als unterbrechbare Kapazität verfügbar. Bariatou verfügt über sehr geringe jährliche feste Kapazität von maximal 5 GWh/Tag und über keine unterbrechbare Kapazität. Insgesamt betragen die jährlichen Einspeisekapazitäten der Zone von TIGF nach Frankreich nur 1,5 % der jährlichen Gesamteinspeisekapazität nach Frankreich.
521. Es ist somit unumgänglich, Zugang zu Einspeisekapazitäten des Netzes von GRTgaz zu haben, um in Frankreich Erdgas liefern zu können. Die folgende Tabelle enthält den Stand der Kapazitätsbuchungen für die Einspeisepunkte des Netzes von GRTgaz.

²⁸⁸ So kann beispielsweise ein Netzbenutzer im Oktober des Jahres n wegen einer jährlichen Buchung anfragen, die beginnt:

- frühestens am 1. Dezember des Jahres n, um am 30. November des Jahres n+1 zu enden,
- spätestens am 1. April des Jahres n+1, um am 31. März des Jahres n+2 zu enden.

²⁸⁹ So kann beispielsweise ein Netzbenutzer im Oktober des Jahres n wegen der Buchung von jährlicher Kapazität anfragen, die frühestens am 1. Mai des Jahres n+1 beginnt.

²⁹⁰ GDF, über ihre Tochtergesellschaft Gaz de France Deutschland GmbH, und E.ON Ruhrgas AG halten 44 % bzw. 51 % des Kapitals der MEGAL GmbH. Die restlichen 5 % hält ÖMV.

Kapazitäten in GWh/T (Stand zum 25.07.2006)	Feste Kap. in 2006	% bereits gebucht für 2006	% GDF 2006	% Suez 2006	% GDF 2007-2010	Unterbrechbare Kap. in 2006	% bereits gebucht für 2006	% GDF 2006	% Suez 2006	% GDF 2007-2010
GRTgaz										
Taisnières H-Gas	590	[70-80%]*	[50-60%]*	[5-10%]*	[30-40%]*	0				
Dunkerque	555	[90-100%]*	[80-90%]*	[0-5%]*	[80-90%]*	35	[90-100%]*	[90-100%]*	[0-5%]*	[80-90%]*
Obergailbach	430	[90-100%]*	[70-80%]*	[0-5%]*	[70-80%]*	0				
Taisnières L-Gas	230	[90-100%]*	[90-100%]*	[0-5%]*	[80-90%]*	50	[40-50%]*	[40-50%]*	[0-5%]*	[80-90%]*
Fos	200	[70-80%]*	[70-80%]*	[0-5%]*	[60-80%]*	230	[40-50%]*	[40-50%]*	[0-5%]*	[50-80%]*
Montoir	340	[90-100%]*	[90-100%]*	[0-5%]*	[70-80%]*	250	[30-40%]*	[30-40%]*	[0-5%]*	[0-60%]*
Gesamt	2345	[90-100%]*	[70-80%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	565	[40-50%]*	[40-50%]*	[0-5%]*	[0-5%]*

Quelle: E-Mail der Parteien vom 27.07.2006 (Nr. 14011)

522. Der angemeldete Zusammenschluss führt zu einer relativ geringen Addition von Kapazitätsbuchungen, die zudem keine langfristigen Kapazitäten umfassen. Darüber darf jedoch nicht vergessen werden, dass GDF und Suez im Jahr 2006 über fast [70-80]* % der jährlichen festen Gesamtkapazität verfügten. Der Zugang der neuen Einheit zu den Einspeisepunkten des Fernleitungsnetzes wird umso überragender sein, als sie in Belgien und Deutschland fast die gesamten Kapazitäten für den Erdgastransport nach Frankreich kontrollieren wird. Denn wie bereits im Zusammenhang mit Belgien angegeben, haben GDF und Suez einen überragenden Zugang zu den Ausspeisepunkten für H- und L-Gas von Belgien (Blaregnies) nach Frankreich (Taisnières). Dass am Punkt Taisnières Kapazitäten verfügbar sind, bedeutet nicht zwangsläufig, dass sie von den Wettbewerbern von GDF und Suez auch gebucht werden können, da diese keinen Zugang zu den Kapazitäten der belgischen Seite haben. Weiterhin hat GDF, die die gemeinsame Kontrolle über die deutsche MEGAL-Pipeline ausübt, welche mit dem Einspeisepunkt Obergailbach verbunden ist, für 2006 und 2007 mehr als [90-100]* % der festen Kapazität und mehr als [90-100]* % der unterbrechbaren Kapazität des Ausspeisepunkts Medelsheim nach Obergailbach gebucht.²⁹¹

523. GDF hat auch einen überragenden Zugang zu den Kapazitäten der Einspeisepunkte Fos und Montoir, die mit den LNG-Terminals verbunden sind. Der überragende Zugang von

²⁹¹ E-Mail der Parteien vom 13.6.2006 (Nr. 11278).

GDF zu diesen Einspeisepunkten hängt stark mit ihrem überragenden Zugang zu den Kapazitäten der LNG-Terminals zusammen, wie weiter unten ausgeführt wird.

524. Der überragende Zugang der neuen Einheit zu den Pipeline-Einspeisepunkten ist im Übrigen umso beachtlicher, als die Einspeisepunkte Dunkerque und Obergailbach nach Angaben von GRTgaz selbst engpassanfällig sind.²⁹² So ist für 2006 die gesamte Kapazität dieser beiden Einspeisepunkte gebucht.

525. Die Parteien bestreiten die Kernpunkte der obigen Analyse²⁹³ und behaupten, dass:

i. das Netz von GRTgaz insgesamt nicht engpassbehaftet sei und dass infolgedessen der überragende Zugang der neuen Einheit zum Fernleitungsnetz keine Marktzutrittsschranke darstellen könne;

ii. eine nicht verzerrende Analyse von der Situation ausgehen müsse, mit der ein neuer Anbieter konfrontiert sei, d. h. nicht von der vergangenen Situation (2006), sondern von der zukünftigen Situation. Wenn man das Jahr 2007 und die Folgejahre betrachte, seien an jedem der Einspeisepunkte noch Kapazitäten verfügbar, was beweise, dass keine Marktzutrittsschranken vorliegen würden.

526. Die Kommission teilt die Einwände der Parteien aus den folgenden Gründen nicht.

527. Erstens bedeutet die Aussage, dass ein Netz insgesamt nicht engpassbehaftet ist, dass zwischen den verschiedenen Einspeisepunkten für alle Wettbewerber Substituierbarkeit gegeben ist. Eine solche Situation wäre in gewissem Maße bei GDF denkbar, die einen wirklich überragenden Zugang zu allen Einspeisepunkten hat. So erklärt GDF in einer ihrer Antworten an die Kommission, dass ihre Transportkapazitätsbuchungen *„nicht für einen klar definierten Transport von einem Einspeisepunkt zu einer Verbrauchszone getätigt werden. Sie entsprechen einer umfassenden Analyse des Transportbedarfs, um eine ausgeglichene Gasbilanz während des gesamten Jahres für alle von Gaz de France berücksichtigten Aufkommens- und Verwendungsszenarien zu gewährleisten, die insbesondere auch auf gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen beruhende Szenarien umfassen.“*²⁹⁴ Dies ist jedoch bei den Wettbewerbern von GDF nicht der Fall. Im Übrigen zeigt die Tatsache, dass GRTgaz Erweiterungen der Kapazitäten von Obergailbach geplant hat, dass die anderen Einspeisepunkte diesen Engpass nicht ausgleichen können. Der von den Parteien verwendete Begriff des „insgesamt nicht engpassbehafteten“ Netzes ist daher unpassend.

528. Zweitens ist entgegen den Behauptungen der Parteien eine Analyse der Kapazitätsbuchungen für das Jahr 2006 durchaus relevant, weil sie die bereits bestehenden Schranken zum Ausdruck bringt. Zudem hat sich erwiesen, dass die Behauptung der Parteien, für 2007 und die Folgejahre seien noch jährliche Kapazitäten verfügbar, falsch oder verzerrt ist.

529. Zum einen sind die langfristigen (mit langer Vorausbuchungsfrist gebuchten) jährlichen festen Kapazitäten mindestens bis 2010 ausgebucht: 100 % in Dunkerque (davon GDF:

²⁹² Siehe Antwort von GRTgaz (Nr. 13574), von den Parteien per E-Mail übermittelt am 18.7.2006.

²⁹³ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 413-425.

²⁹⁴ E-Mail der Parteien vom 25.7.2006 (Nr. 13931).

[90-100]* %), 100 % in Obergailbach (davon GDF: [90-100]* % bis Ende [...] und [80-90]* % ab [...]*), 100 % in Taisnières für L-Gas (davon GDF: [90-100]* %), 92-100 % in Montoir (davon GDF: [90-100]* %), 100 % in Fos (davon GDF: [90-100]* %). Einzig der Einspeisepunkt Taisnières für H-Gas ist nur zu 44-57 % gebucht (davon GDF: [40-60]* %). Dass anderen Wettbewerbern der Zugang zu langfristigen Buchungen (die von GDF blockiert werden) nicht möglich ist, stellt somit auf den Märkten für die Gaslieferung eine Marktzutrittsschranke dar.

530. Zum anderen war es, was die kurzfristigen Buchungen jährlicher Kapazitäten anbelangt, normal, dass diese zum Zeitpunkt der Antwort der Parteien für 2007 und 2008 zu einem großen Teil verfügbar waren. Denn die Regeln für kurzfristige Buchungen lassen nur Buchungen für ein einziges Jahr und mit einer Vorausbuchungsfrist von weniger als 6 Monaten zu. So hat Distrigaz, die noch keine kurzfristigen jährlichen Kapazitäten gebucht hatte, in einer Antwort an die Kommission²⁹⁵ erklärt, sie stelle „Anfragen zu kurzfristigen Buchungen gemäß den Zuteilungsregeln von GRTgaz weniger als 6 Monate im Voraus. Distrigaz bucht somit im zweiten Halbjahr des Jahres vor dem gebuchten Jahr“. Die Parteien waren nicht in der Lage, für jeden Wettbewerber den aktuellen Stand der kurzfristigen jährlichen Buchungen per September 2006 vorzulegen. Die Gesamtübersicht über die im September 2006 verfügbaren kurzfristigen jährlichen Buchungen auf der Website von GRTgaz zeigt jedoch, dass sie bis September 2007 für alle Einspeisepunkte, mit Ausnahme von Taisnières, vollständig gebucht sind.

b) *Überragender Zugang der neuen Einheiten zu Koppelstellen zwischen Zonen, wobei die restlichen Koppelstellen hauptsächlich vom etablierten Unternehmen (Total) gebucht wurden*

531. Aufgrund der Lage der Erdgaseinspeisepunkte verläuft die vorherrschende Fließrichtung des Erdgases von Nord nach Süd. Daher ist es entscheidend, Kapazitäten für die folgenden Koppelstellen buchen zu können: von Nord nach Ost, von Ost nach Süd, von Nord nach West, von West nach Süd, von Süd nach Südwest, vom GRTgaz-Netz zum TIGF-Netz (Ausspeisepunkte Hérault und Dordogne). Die folgende Tabelle zeigt den Stand der Buchungen der jährlichen Kapazitäten dieser Koppelstellen:

	GRTgaz				zu TIGF	
	Nord nach Ost	Ost nach Süd	Nord nach West	West nach Süd	Ausspeisung Hérault	Ausspeisung Dordogne
Kapazitäten 2006 in GWh/T	530	260	260	180	225	56,5
Buchungsrate	100,0%	99,8%	96,9%	83,3%	100,0%	99,1%
davon GDF	[80-90%]*	[60-70%]*	[70-80%]*	[60-70%]*	[70-80%]*	[10-20%]*
davon Suez	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*
davon Total	[5-10%]*	[20-30%]*	[15-20%]*	[15-20%]*	[20-30%]*	[70-80%]*

Quelle: E-Mail der Parteien vom 27.07.2006 (Nr. 14011)

532. Diese Daten zeigen eindeutig, dass GDF einen überragenden Zugang zu fünf dieser Koppelstellen hat und dass Total, das andere etablierte Unternehmen, fast alle übrigen Koppelstellen bucht. Nur die Koppelstelle von West nach Süd hat noch freie

²⁹⁵ Antwort der Parteien (Nr. 17325) vom 19.9.2006.

Kapazitäten. Der Zugang zu dieser Koppelstelle setzt jedoch voraus, dass ein Netzbenutzer bereits zuvor über Erdgas in dieser Zone verfügen kann: i) entweder über das LNG-Terminal Montoir oder ii) aus dem Norden oder iii) durch Kauf am Handelspunkt West. Für einen neuen Anbieter ist es allerdings schwierig, sich über diese verschiedenen Punkte Erdgas zu beschaffen. Erstens kommt die Nutzung eines LNG-Terminals für einen neuen Anbieter, wie weiter unten erläutert, nicht in Betracht; zweitens ist für die Koppelstelle Nord/West nur wenig jährliche Kapazität verfügbar (rund 3 %); drittens bieten die Handelspunkte und insbesondere der Handelspunkt West, an dem fast die gesamte Menge zwischen GDF und [...] gehandelt wird, keine zur Entwicklung der Neueinsteiger ausreichenden Mengen.

533. Neue Anbieter haben daher nur marginalen Zugang zu den Kapazitäten der Koppelstellen zwischen Zonen.
534. Die Parteien bestreiten die Analyse der Kommission und behaupten wie bei den Buchungen, dass sich die Analyse nicht auf das Jahr 2006 beziehen dürfe und dass für 2007 jährliche Kapazitäten in erheblichem Umfang verfügbar seien.
535. Die Kommission teilt die Einwände der Parteien nicht. Denn für September 2006 entkräftet der Stand der kurz- und langfristigen Buchungen für das Jahr 2007²⁹⁶ den Einwand der Parteien und bestätigt die von der Kommission für das Jahr 2006 vorgelegte Tabelle.

c) Korrekturmaßnahmen haben begrenzte Effekte

Rückforderbare Kapazitäten

536. GRTgaz hat 2005 für die Einspeisepunkte, die Koppelstellen zwischen den Zonen von GRTgaz und die beiden Koppelstellen zwischen dem GRTgaz-Netz und dem TIGF-Netz ein System mit rückforderbaren Kapazitäten eingeführt. An diesen Punkten oder Koppelstellen werden 15 % der festen jährlichen Kapazität, die einem Netzbenutzer zugeteilt wurden und die 20 % der festen jährlichen Gesamtkapazität überschreitet, in rückforderbare Kapazität umgewandelt. Sie ist auf Verlangen von GRTgaz Monat für Monat ganz oder teilweise zurückzugeben, wenn keine oder nicht mehr genug feste Kapazität verfügbar ist. GRTgaz gibt die Kapazität in diesem Fall an einen Transportkunden, der kurzfristig jährliche Kapazität bucht.
537. Die Prüfung der Kapazitätsnominierungen von GDF im Jahr 2005 und im ersten Halbjahr 2006, somit nach Einführung des Systems der rückforderbaren Kapazitäten, zeigt, dass GDF einen überragenden Zugang zu den Einspeisekapazitäten des Fernleitungsnetzes hat. Die Nominierungen von GDF machen zwischen [80-90]* % und [90-100]* % aller Nominierungen aus, was darauf schließen lässt, dass das System der rückforderbaren Kapazitäten den überragenden Zugang von GDF zum Fernleitungsnetz nicht in Frage stellt.

²⁹⁶ E-Mail der Parteien (Nr. 17845) vom 25.9.2006 und Stand der Buchungen, der von GRTgaz im September 2006 auf ihrer Website veröffentlicht wurde.

	Taisnières L		Taisnières H		Dunkerque		Obergailbach		Montoir		Fos	
	2005	H1 2006	2005	H1 2006	2005	H1 2006	2005	H1 2006	2005	H1 2006	2005	H1 2006
GDF	[90-100%]*	[90-100%]*	[80-90%]*	[80-90%]*	[80-90%]*	[80-90%]*	[90-100%]*	[80-90%]*	[90-100%]*	[90-100%]*	[90-100%]*	[90-100%]*
Suez	[0-5%]*	[0-5%]*	[5-10%]*	[5-10%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*
Gesamt	[0-5%]*	[0-5%]*	[10-15%]*	[10-15%]*	[10-15%]*	[10-15%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*	[0-5%]*

Quelle: E-Mail der Parteien vom 18.07.2006 (Nr. 13574)

538. Die CRE zeigt im Übrigen gewisse Grenzen des derzeitigen Systems der rückforderbaren Kapazitäten auf, indem sie feststellt, dass „von April 2005 bis April 2006 insgesamt 12 Anfragen zu Kapazitäten für das Netz von GRTgaz 2006, die geringe Mengen betrafen, abgelehnt wurden. Obwohl diese Anfragen nicht zu Gesuchen zur Streitbeilegung geführt haben, zeigen sie doch die Grenzen des Systems der rückforderbaren Kapazitäten auf. Fast die Hälfte der Anfragen, die aufgrund mangelnder Kapazität abgelehnt wurden, betrafen jährliche Buchungen fester Kapazität, nach Rückgabe aller rückforderbaren Kapazitäten. Die andere Hälfte betraf monatliche Buchungen fester Kapazität, für die das System der rückforderbaren Kapazität nicht gilt.“²⁹⁷
539. Die Parteien meinen, dass aus den Nominierungen nicht auf die Auswirkungen des Systems der rückforderbaren Kapazitäten geschlossen werden könne, da nicht berücksichtigt werde, ob eine Anfrage zur Zuteilung von Kapazitäten im Rahmen dieser Mechanismen gestellt worden sei oder nicht. Nach Ansicht der Parteien komme die Feststellung, dass GDF den Großteil der Nominierungen im Jahr 2005 und im ersten Halbjahr 2006 getätigt habe, „nur der Feststellung gleich, dass die Gesamtnachfrage der neuen Marktteilnehmer nach jährlichen Kapazitäten nicht ausgereicht hat, um den Mechanismus in Gang zu setzen“. Sie betonen im Übrigen, dass dieses System es den Wettbewerbern von GDF ermögliche, gemeinsam bis zu 20 % der jährlichen festen Kapazitäten eines Punktes zu erhalten.
540. Die Kommission bestreitet nicht, dass das System der rückforderbaren Kapazitäten es anderen Unternehmen als GDF theoretisch ermöglichen kann, bis zu 20 % der jährlichen festen Kapazität eines Einspeisepunktes zu buchen. Zuallererst bedeutet dies jedoch, dass GDF selbst mit diesem System theoretisch noch immer bis zu 80 % der Kapazitäten eines Einspeisepunktes buchen kann. Weiter hat es den Anschein, dass das System an den engpassbehafteten Punkten (Dunkerque und Obergailbach) gar nicht in vollem Umfang zum Einsatz kam, da dort zwischen Januar 2006 und September 2006 fast keine rückforderbaren Kapazitäten gebucht wurden. Gemäß der von GRTgaz im September 2006 auf ihrer Website veröffentlichten Übersicht über die Kapazitätsbuchungen machten die zwischen Januar 2005 und September 2006 gebuchten rückforderbaren Kapazitäten im Schnitt weniger als 1 % bzw. 3 % der jährlichen festen Gesamtkapazität aus, die für die Einspeisepunkte Dunkerque und Obergailbach vermarktet werden kann. Schließlich kann das System der rückforderbaren Kapazitäten nicht dazu genutzt werden, um den anfragenden Unternehmen langfristige jährliche Kapazität (mit langer Vorausbuchungsfrist) zuzuteilen.

²⁹⁷ S. 40 des genannten Tätigkeitsberichts 2006.

541. Aus den genannten Gründen ist die Kommission daher der Ansicht, dass das System der rückforderbaren Kapazitäten sicher von Nutzen ist, aber aufgrund der geringen Inanspruchnahme nur begrenzte Auswirkungen hat.

Das Prinzip UIOLI

542. Im Dezember 2005 hat GRTgaz das Prinzip „Use-it-or-lose-it“ (UIOLI) eingeführt. Mit diesem System soll verhindert werden, dass ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten, die er nicht nutzt, blockiert. Die Regeln für die Allokation und die Buchung von Transportkapazitäten (RAS) von GRTgaz sehen zwei Maßnahmen vor: zum einen ein kurzfristiges UIOLI (Ziffer 6.1 der RAS) und zum anderen einen Mechanismus, der vermeiden soll, dass ein Transportkunde Kapazitäten einer ausgelasteten Infrastruktur ungenutzt lässt (Ziffer 6.2 der RAS)²⁹⁸.

543. Nach dem Mechanismus des kurzfristigen UIOLI können dann, wenn keine feste tägliche Kapazität mehr verfügbar ist, außer in Zeiten der Kapazitätseinschränkung, die von einem Transportkunden gebuchten täglichen und monatlichen Kapazitäten, die nicht am Vortag nominiert wurden, von GRTgaz anderen Transportkunden zugeteilt werden, die UIOLI-Kapazitäten angefragt haben. Dieser Mechanismus gilt für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Netzes, nicht jedoch für die Kapazitäten an Koppelstellen zwischen Bilanzzonen.

544. Nach Angaben von GRTgaz²⁹⁹ befindet sich dieses System noch in der Erprobungsphase. Festzustellen ist jedoch, dass zwischen Dezember 2005 und Juni 2006 nahezu alle Anfragen zu UIOLI-Kapazitäten nur einen einzigen der beiden engpassbehafteten Punkte, nämlich Obergailbach, betrafen und dass fast [20-30]* % der Anfragen in diesem Zeitraum nicht erfüllt werden konnten, wobei die Ablehnungsquote im März 2006 sogar [30-40]*% betrug. Im Übrigen wird mit diesem System nur kurzfristiger Kapazitätsbedarf (tägliche Kapazität) gedeckt, so dass es nicht möglich ist, den Bedarf zu decken, den neue Anbieter zum Aufbau eines Kundenstamms benötigen.

545. Der andere Mechanismus (Ziffer 6.2 der RAS) soll vermeiden, dass Kapazitäten eines Transportkunden an einer überlasteten Infrastruktur ungenutzt bleiben. GRTgaz zufolge soll mit diesem Mechanismus *„ein Bedarf an langfristiger Kapazität gedeckt werden, um den Aufbau eines Kundenstamms und langfristige Erdgasverkäufe zu ermöglichen“*.³⁰⁰

546. Unter Ziffer 6.2 der RAS heißt es: *„Wenn festgestellt wird:*

- *dass ein Transportkunde Kapazitäten einer überlasteten Infrastruktur nicht in Anspruch nimmt,*
 - *und sich der betreffende Transportkunde weigert, diese Kapazität auf dem Sekundärmarkt zu einem höheren oder zum regulierten Preis zu verkaufen,*
 - *und nicht durch einen aleatorischen potenziellen Bedarf nachweisen kann, dass er diese Kapazität unbedingt vorhalten muss,*
- bewirkt die Wiederholung dieses Verhaltens den vorübergehenden oder gar endgültigen Verlust der gebuchten Kapazitäten nach zu vereinbarenden Modalitäten.“*

²⁹⁸ Regeln für die Allokation und Buchung der Transportkapazitäten von GRTgaz, Stand 1.7.2006.

²⁹⁹ Antwort von GRTgaz über die Parteien (Schreiben vom 27.7.2006, Nr. 14065).

³⁰⁰ Antwort von GRTgaz über die Parteien (Schreiben vom 27.7.2006, Nr. 14065).

547. GRTgaz teilte der Kommission mit, dass GDF ihre Kapazitäten für die engpassanfälligen Punkte Dunkerque, Obergailbach und Oltingue (Ausspeisepunkt zur Schweiz) zu bestimmten Zeiten des Jahres nicht vollständig genutzt hat.
548. GRTgaz teilte der Kommission mit, sie habe *„diejenigen Transportkunden, die ihre Buchungen nicht in ausreichendem Maße durch Nominierungen zu bestätigen scheinen, darauf hingewiesen, dass sie ihre Prognosen verbessern oder den Sekundärmarkt für den Weiterverkauf von Kapazität nutzen müssen. Diese Maßregel wurde befolgt, und GRTgaz hielt es nicht für erforderlich, weitergehende Maßnahmen zu treffen.“*
549. Darüber hinaus ist eine teilweise Nichtinanspruchnahme der Kapazitäten nach Angaben von GRTgaz nicht unbedingt anomal. Nach Angaben von GRTgaz ist i) der Erdgasverbrauch in hohem Maße jahreszeitabhängig, müssen ii) die Transportkunden im Rahmen ihrer gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen die Unwägbarkeiten des Wetters berücksichtigen, was sie verpflichtet, bei ihren Kapazitätsbuchungen Ausnahmewetterverhältnisse vorzusehen, und beinhalten iii) die langfristigen Erdgasbezugsverträge eine jährliche Flexibilität, die zu Kapazitätsbuchungen in Höhe der maximal vorgesehenen Liefermenge führt.
550. Ausgehend von diesen Erwägungen ist GRTgaz der Ansicht, dass es *„einen zahlenmäßigen Grenzwert für die Nichtinanspruchnahme, dessen Überschreitung auf eine anomale Nichtinanspruchnahme der Kapazitäten durch einen Transportkunden hindeutet und das Einschreiten von GRTgaz rechtfertigt“*, nicht geben kann. *„Die von GRTgaz eingesetzte Methode beruht daher (i) auf der Feststellung der relativen Häufigkeit der Nichtinanspruchnahme von Kapazität und (ii) auf der Ermittlung der Ursachen hierfür.“*
551. Daher teilt GRTgaz mit, dass Ziffer 6.2 der RAS nur zur Anwendung kommen müsse, falls die Kombination aus dem Mechanismus des kurzfristigen UIOLI und den rückforderbaren Kapazitäten nicht zufriedenstellend funktionieren sollte.
552. Dies veranlasst die Kommission zu den beiden folgenden Bemerkungen:
553. Erstens war die Kommission nicht in der Lage, Einsicht in die Mahnungen von GRTgaz an GDF zu nehmen. Sie wurden nach Angaben von GRTgaz *„mündlich geäußert, wie dies bei unseren Geschäftsbeziehungen zu den Transportkunden üblich ist. Sie wurden nicht schriftlich festgehalten.“*³⁰¹
554. Zweitens geht aus den Erläuterungen von GRTgaz hervor, dass es besonders schwierig ist, eine anomale Nichtinanspruchnahme von Kapazität festzustellen, da bei der Bewertung, ob die Nichtinanspruchnahme gebuchter Kapazität normal oder anomal ist, vor allem qualitative Kriterien zur Anwendung kommen, die im Übrigen in den RAS nicht genannt werden.
555. Hierzu meint die CRE, dass ein Netzbenutzer Speicherkapazitäten blockieren kann, indem er sie nicht nutzt, und dass die Wirksamkeit von langfristigen UIOLI-Maßnahmen ungewiss sei, da *„es schwierig ist, sich der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit der*

³⁰¹ Antwort von GRTgaz über die Parteien (Schreiben vom 27.7.2006, Nr. 14065).

*Kapazität, die ein Netznutzer besitzt, auf der Grundlage der Inanspruchnahme dieser Kapazität in der Vergangenheit zu vergewissern.*³⁰²

556. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen ist die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme UIOLI sicher von Nutzen ist, bei der praktischen Anwendung jedoch Grenzen hat.

d) Die geplanten Arbeiten zur Kapazitätserweiterung ermöglichen kurz- bis mittelfristig nur eine begrenzte Entwicklung neuer Anbieter

557. Festzustellen ist, dass GRTgaz Arbeiten zur Erweiterung der Kapazitäten ihres Netzes geplant hat, hauptsächlich am Einspeisepunkt Obergailbach und an der Pipeline „Artère de Guyenne“. Die Steigerung dieser Kapazitäten wird jedoch kurz- bis mittelfristig nur eine begrenzte Entwicklung des Wettbewerbs ermöglichen.

558. Für Obergailbach hat GRTgaz im Jahr 2005, vor Beginn der Arbeiten, zur Einreichung von Bewerbungen aufgefordert, um Netzbenutzer zu ermitteln, die sich verpflichten wollten, Kapazitäten für einen Zeitraum von 10 Jahren zu buchen.

559. Nur GDF, E.ON Ruhrgas und ENOI wurden Anteile zugeteilt, wobei GDF und E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 2008-2018 [60-70]*% bzw. [30-40]* % erhielten. Hierzu merkt die CRE in ihrem letzten Tätigkeitsbericht an: *„Mit Ausnahme von ENOI haben alle anderen Bewerber verzichtet, weil sie keine Kapazitäten im vorgelagerten Netz in Deutschland kontrahieren konnten.*“³⁰³ Die neuen Kapazitäten werden im Übrigen nicht vor Ende 2008 verfügbar sein.

560. Bei der Artère de Guyenne bestehen die geplanten Arbeiten, in Abstimmung mit TIGF, in einer Erhöhung der Kapazitäten der Koppelstelle zwischen den Netzen von TIGF und GRTgaz. Durch diese Kapazitätserweiterung soll nach der ersten Phase (Ende 2008) Erdgas aus den Terminals in Fos nach Nordfrankreich geleitet werden können. In weiteren Phasen soll die Kapazität der Pipeline erweitert werden, um Erdgas von Spanien nach Frankreich transportieren zu können.

561. Für andere Wettbewerber von GDF als Total wird es jedoch nach der ersten Phase (Ende 2008) schwierig sein, Zugang zu den Kapazitäten der Artère de Guyenne zu erhalten. Denn GDF hat den Großteil der Kapazitäten der Terminals von Fos langfristig gebucht (siehe unten). Das andere große Unternehmen, das langfristige Kapazitäten gebucht hat, ist Total. Wie bereits betont, kommt die Nutzung der LNG-Terminals für neue Anbieter nicht in Betracht.

562. Die Kapazitäten der Pipeline sollen in weiteren Arbeitsphasen ausgebaut werden, insbesondere, um langfristig Erdgas von Spanien aus transportieren zu können. Der Erdgastransport von Spanien aus setzt jedoch abgestimmte Arbeiten zwischen TIGF und

³⁰² Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase I – Frage 53; Antwort der CRE auf den genannten Fragebogen Phase II – Frage 12.

³⁰³ S. 40 des genannten Tätigkeitsberichts der CRE von Juni 2006.

dem spanischen Fernleitungsnetzbetreiber voraus, die derzeit noch im Planungsstadium sind.³⁰⁴

563. Die Parteien behaupten dagegen, dass die CRE die Analyse der Kommission im Hinblick auf die Auswirkungen der geplanten Investitionen nicht teile. Zur Stützung ihrer Behauptung zitieren sie drei Beschlüsse der CRE, mit denen GRTgaz und TIGF zumindest teilweise eine um 3 % erhöhte Kapitalrendite (d. h. 12 % gegenüber normalerweise 9 %) gewährt worden sei; diese sei bestimmten Investitionskategorien vorbehalten, die wesentlich zur Verbesserung des Marktes beitragen würden.³⁰⁵
564. Die Kommission teilt den Einwand der Parteien nicht, sondern ist im Gegenteil der Ansicht, dass die genannten Beschlüsse der CRE ihre Schlussfolgerungen im Kern bestätigen.
565. Die CRE sah vor: *„Bei einigen wenigen Investitionen, die wesentlich zur Verbesserung des Funktionierens des Marktes beitragen, wie die Einrichtung neuer Einspeisepunkte in das nationale Netz (Verbindungsleitungen) oder die Beseitigung von Netzengpässen (Verringerung der Zahl der Bilanzonen), wird die Kapitalrendite während eines begrenzten Zeitraums von 5 bis 10 Jahren auf real 12 % vor Steuern angehoben“*.³⁰⁶ So fasste die CRE drei Beschlüsse³⁰⁷ über die Zuerkennung einer erhöhten Kapitalrendite für die Projekte i) zur Anbindung des LNG-Terminals Fos Cavaou, ii) zum Ausbau der Artère de Guyenne und iii) zum Bau der neuen Verdichterstation in Cuvilly. Die CRE war der Ansicht, dass von den beiden ersten Projekten, die wertmäßig fast 90 % des Volumens aller 3 Investitionsvorhaben ausmachen, in erster Linie GDF und Total profitieren würden.
566. Was das Projekt zur Anbindung des LNG-Terminals Fos Cavaou anbelangt, so erkannte die CRE einem geringen Teil des Projekts eine erhöhte Kapitalrendite zu. Denn die CRE stellt fest: *„Nur 10 % der Kapazitäten dieses Terminals stehen neuen Anbietern offen, und dies nur für kurzfristige Buchungen. Unter diesen Umständen werden von den Kapazitäten, die mit dieser Anbindung an den Einspeisepunkt Fos geschaffen werden, in erster Linie Gaz de France und Total profitieren, die 90 % der Kapazitäten des Terminals Fos Cavaou besitzen. Die höheren Kapitalkosten, die bei der Anwendung einer erhöhten Kapitalrendite auf das gesamte Projekt anfallen, würden daher über die Nutzungsentgelte für die Fernleitungsnetze von allen Marktteilnehmern getragen, ohne dass diese von den geschaffenen Kapazitäten profitieren. Die CRE ist daher der Ansicht, dass die Anbindung des Terminals von Fos Cavaou allein nicht wesentlich zur Verbesserung des Funktionierens des Marktes beiträgt“*.

³⁰⁴ Siehe Antwort von TIGF an die Kommission (Schreiben vom 18.7.2006, Nr.13583), in der das Unternehmen mitteilt, dass es „gemeinsam mit dem Unternehmen Enagas die Möglichkeiten eines kurz-, mittel- und langfristigen Ausbaus der Transportkapazitäten an den Verbindungsstellen zu Spanien“ untersucht.

³⁰⁵ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 462.

³⁰⁶ Beschluss vom 24.7.2003 über die Nutzungsentgelte für Erdgasfernleitungsnetze.

³⁰⁷ Beschluss vom 10.6.2004 über die Zuerkennung einer erhöhten Kapitalrendite für das von GDF eingereichte Projekt der neuen Verdichterstation in Cuvilly; Beschluss vom 8.12.2005 über die Zuerkennung einer erhöhten Kapitalrendite für das Projekt zum Ausbau der Artère de Guyenne; Beschluss vom 8.12.2005 über die Zuerkennung einer erhöhten Kapitalrendite für das Projekt der Anbindung des LNG-Terminals Fos Cavaou.

567. Weiter ist darauf hinzuweisen, dass die CRE bei der Zuerkennung der erhöhten Kapitalrendite feststellte: *„GRTgaz hat diese Anbindung so ausgelegt, dass sie einer wahrscheinlichen Erweiterung der Kapazität des LNG-Terminals Fos Cavaou und der Inbetriebnahme eines dritten LNG-Terminals gerecht wird“*. Nun besteht aber zum Zeitpunkt dieser Entscheidung keine Gewissheit hinsichtlich der Erweiterung der Kapazität des Terminals Fos Cavaou und der Inbetriebnahme eines dritten LNG-Terminals.
568. Was das Projekt zum Ausbau der Artère de Guyenne anbelangt, so erkannte die CRE nur für einen geringen Teil des Projekts eine erhöhte Kapitalrendite zu. Denn die CRE stellt fest, dass von diesem Projekt im Wesentlichen GDF und Total profitieren würden: *„Nur 10 % der Kapazitäten des Terminals Fos Cavaou stehen neuen Anbietern offen, und dies nur für kurzfristige Buchungen. Unter diesen Umständen werden von einem Großteil der Kapazitäten, die durch die erste Phase des Ausbaus der Artère de Guyenne geschaffen werden, in erster Linie Gaz de France und Total profitieren, die 90 % der Kapazitäten des Terminals Fos Cavaou besitzen. Die höheren Kapitalkosten, die bei der Anwendung einer erhöhten Kapitalrendite auf das gesamte Projekt anfallen, würden daher über die Nutzungsentgelte für die Fernleitungsnetze von allen Marktteilnehmern getragen, ohne dass diese von den geschaffenen Kapazitäten profitieren. Die CRE ist daher der Ansicht, dass der Teil des Projekts, der rein den Erfordernissen der Fortleitung des Erdgases vom Terminal Fos Cavaou entspricht, nicht wesentlich zur Verbesserung des Funktionierens des Marktes beiträgt“*.
569. Darüber hinaus kann der Teil der Infrastrukturen, für den die CRE eine erhöhte Kapitalrendite zuerkannt hat, in der ersten Phase, die Ende 2008 beginnt, nicht genutzt werden.

2) Zugang zu LNG-Terminals

570. Der Zugang zu LNG-Terminals stellt auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas aus zwei Gründen eine Marktzutrittsschranke dar.
571. Erstens kommt die Nutzung von LNG-Terminals, wie die CRE in ihrem letzten Tätigkeitsbericht betont, für neue Marktteilnehmer, deren monatliche Ausspeichermengen deutlich unter dem Volumen einer Spotladung liegen, nicht in Betracht.³⁰⁸ Zahlreiche befragte Wettbewerber haben diesen Punkt bestätigt.³⁰⁹
572. Zweitens hat GDF einen überragenden Zugang zu LNG-Terminals, da sie bis zur Inbetriebnahme des neuen Terminals von Fos Cavaou Ende 2007 [90-100]*% der Kapazität des Terminals Fos Tonkin und fast [80-90]*% der Kapazität des Terminals Montoir gebucht hat. Für die Zeit nach 2008 hat GDF bereits jetzt mehr als [60-70]*% der gesamten Kapazitäten der drei Terminals langfristig gebucht. Unter den alternativen Anbietern hat nur Total fast [20-30]* % der Kapazitäten des zukünftigen Terminals Fos Cavaou gebucht.

³⁰⁸ Genannter jährlicher Tätigkeitsbericht der CRE (Juni 2006).

³⁰⁹ Siehe Antworten auf den Fragebogen Phase II von: Altergaz (Fax vom 12.8.2007, Nr. 13124), BP (E-Mail vom 25.7.2006, Nr. 13890), Centrica (E-Mail vom 18.7.2006, Nr. 13520), E.ON (E-Mail vom 11.7.2006, Nr. 13018), Hydro (Fax vom 24.7.2006, Nr. 13775), Iberdrola (E-Mail vom 26.7.2006, Nr. 14002), Poweo (Fax vom 12.7.2006, Nr. 13090), RWE (Fax vom 14.7.2006, Nr. 13337).

573. Die Parteien behaupten dagegen, dass außer GDF noch drei andere Marktteilnehmer vor kurzem Kapazitäten des Terminals Montoir gebucht hätten und dass die LNG-Terminals für neue Anbieter durchaus in Frage kämen, da sie einen Teil der Ladung am LNG-Handelspunkt oder am Erdgashandelspunkt absetzen könnten oder sich zusammenschließen könnten, um ein Schiff zu chartern.
574. Die Kommission ist der Ansicht, dass die Einwände der Parteien ihre Analyse nicht in Frage stellen können.
575. Zum einen stellen die Einwände der Parteien den überragenden Zugang von GDF zu den LNG-Terminals nicht in Frage. Zum anderen geht aus den von den Parteien übermittelten Daten hervor, dass GDF bislang nahezu der einzige Nutzer der LNG-Terminals war.³¹⁰

3) Speicherzugang

a) Überragender Zugang der neuen Einheit zu Speichern

576. GDF hat für das Jahr 2006-2007 fast [80-90]* % der Kapazitäten gebucht, die von den Speichergruppen der Zonen von GRTgaz vermarktet werden. Die verbleibenden Kapazitäten teilen sich vierzehn andere Anbieter. Für bestimmte Speichergruppen (Ile de France Sud, Lorraine, Picardie) hat GDF mehr als [90-100]* % der vermarkteten Kapazität gebucht; den geringsten Anteil hat GDF [70-80]* % für die Gruppen Centre und Ile de France Nord gebucht.
577. Die von Distrigaz gebuchten Kapazitäten machen [0-5]* % der von den Speichergruppen vermarkteten Kapazitäten aus; der Großteil ihrer Buchungen entfällt mit [0-5]* % der dortigen Kapazitäten auf die Gruppe Salins Sud.
578. Festzustellen ist, dass die neue Einheit mit fast [80-90]* % der gebuchten Kapazitäten (GDF [80-90]* %, Suez [0-5]* %) besonders guten Zugang ([80-90]*%) zur Speichergruppe Salins Sud haben wird. Diese Gruppe ist allerdings strategisch wichtig, denn Salins Sud, der einzige Kavernenspeicher Frankreichs, ermöglicht es aufgrund seiner technischen Eigenschaften, die Versorgung der Kunden bei Kältespitzen zu gewährleisten.
579. Was die Zone von TIGF angeht, so haben GDF und Suez nach Schätzungen der Parteien für das Speicherjahr 2006-2007 [40-50]* % bzw. [0-5]* % der Speicherkapazitäten gebucht.
580. Die Parteien wenden jedoch ein, dass der überragende Zugang von GDF zu den Speicherkapazitäten ihren Marktanteil bei den Endkunden widerspiegeln.

³¹⁰ Antworten der Parteien vom 1.8.2009 (Nr. 14339) und vom 15.9.2006 (Nr. 17352). GDF hat als einziger Marktteilnehmer Kapazitäten des Terminals Fos gebucht. Im Übrigen war GDF bis Ende 2005 das einzige Unternehmen, das Kapazitäten des Terminals Montoir gebucht hat. Für das Jahr 2006 haben nur Total und EDF [0-5]* % bzw. [0-5]* % der Kapazitäten des Terminals Montoir gebucht (gegenüber mehr als [80-90]*% für GDF). Für 2007 hat neben GDF nur EDF Kapazitäten für Montoir gebucht ([5-10]* %). Für 2008 hat neben GDF nur Statoil Kapazitäten für Montoir gebucht ([0-5]* %). Für die Jahre nach 2008 hat kein Marktteilnehmer außer GDF Kapazitäten für Montoir gebucht.

581. Die Kommission stellt dagegen fest, dass bei der Zuteilung der Speicherkapazitäten an GDF zum einen zumindest ein Teil ihrer Auslandskunden einbezogen wurde³¹¹ und zum anderen die Ansprüche für jede Bilanzzone nicht regelgerecht berechnet wurden, wie unten ausgeführt wird.

b) Die Zuteilung der Speicherkapazitäten an GDF im Rahmen der vorläufigen Zuteilungsregeln ist undurchsichtig

582. Nach den von der DGI eingeführten vorläufigen Regeln für den Speicherzugang ist es möglich, innerhalb bestimmter Grenzen Speicherkapazitäten in einer anderen Bilanzzone als der, in der sich die versorgten Kunden befinden, zu buchen.³¹² Ein Anbieter, der wegen einer Kapazitätsbuchung anfragt, muss für jede Bilanzzone Folgendes angeben: i) die Speicherkapazität und die nominale Ausspeicherleistung, die er buchen möchte, wobei diese Werte weder für die Speicherkapazität noch für die Ausspeicherleistung die bestehenden Speicherrechte für die Zone überschreiten dürfen (berechnet auf der Grundlage der vom Anbieter in der betreffenden Zone versorgten Kunden); ii) die Gruppen, für die er buchen möchte, im Rahmen der jeweiligen ermittelten Obergrenzen. Die DGI hat eine Matrix der Buchungsmöglichkeiten für jede Speichergruppe in Abhängigkeit von der Bilanzzone, in der sich die versorgten Kunden befinden, ausgearbeitet.

583. Nach Eingang der Anfrage des Netzbenutzers nimmt die DGI Kohärenzprüfungen vor, um sicherzustellen, dass die angefragten Kapazitäten den genannten Regeln entsprechen.

584. Die Kommission stellt fest, dass die DGI diese Kohärenzprüfungen bei [...] und GDF nicht vorgenommen hat. Der DGI zufolge ermöglichen es die Speicherverträge von GDF und [...], „da keine Feinmodellierung des Bedarfs der Haushaltskunden erfolgt und kein Dekret über die Allokation von Kapazität vorliegt, eine Aufteilung der Speicherkapazitäten im Verhältnis zu dem Speicherbedarf zu vereinbaren, der im Großen und Ganzen dem Kundenbestand entspricht.“³¹³

585. Die DGI erläutert weiter: „Die Speicherrechte von Gaz de France Négoce beruhen hauptsächlich auf Rechten in Verbindung mit Haushaltskunden, deren einziger möglicher Versorger sie bis zum 1. Juli 2007 ist. (...) Die benötigten Programme zur detaillierten Berechnung der Speicherrechte für Haushaltskunden werden derzeit von den Netzbetreibern entwickelt. Da es keine solchen Programme gibt, wurden die Speicherkapazitätsrechte von Gaz de France Négoce anhand der gesamten Speicherrechte berechnet, von denen die Rechte für die von anderen Anbietern versorgten Kunden abgezogen wurden, so dass alle Anfragen dieser Anbieter erfüllt werden konnten.“³¹⁴

586. Bei einem solchen Verfahren zur Zuteilung der Speicherkapazitäten an GDF, das darin besteht, den Saldo der Kapazitäten zuzuteilen, nachdem die anderen Anfragenden

³¹¹ Bei der Berechnung der Speicherrechte von GDF wurden vor allem die historischen Verträge mit den Unternehmen [...] einbezogen – Antworten der Parteien vom 15.9.2006 (Nr. 17325) und vom 19.9.2006 (Nr. 17582).

³¹² Vorläufige Grundsätze für die Allokation von Speicherkapazitäten (24. Dezember 2005).

³¹³ Antwort der DGI über die Parteien (Schreiben vom 27.7.2006, Nr. 14065).

³¹⁴ Antwort der DGI über die Parteien (E-Mail vom 1.8.2006, Nr. 14319).

bedient wurden, kann nicht ausgeschlossen werden, dass GDF für bestimmte Speichergruppen ungerechtfertigterweise überschüssige Kapazitäten zugeteilt wurden.

587. Dass GDF Speicherkapazitäten besitzt, die über den Bedarf ihrer französischen Kunden hinausgehen, wird durch ihre Antwort auf die Frage, ob sie zur Versorgung von Kunden in anderen Ländern französische Speicherstandorte nutze, bestätigt: *„Gaz de France nutzt die Speicherkapazitäten, über die sie in Frankreich verfügt und die über das zur Versorgung ihrer Kunden in Frankreich notwendige Maß hinausgehen, dazu, Anbieter [...] zu versorgen und ihnen Speicherdienstleistungen zu erbringen. Das betroffene Nutzspeichervolumen beträgt insgesamt rund 2 TWh. Gaz de France nutzt hierzu in erster Linie die Speicherkapazitäten der Gruppe Salins Sud. Gaz de France kann ihre Speicherkapazitäten in Frankreich punktuell auch dazu nutzen, die ergänzende Versorgung ihres Kundenstamms in anderen Nachbarländern zu gewährleisten (Belgien, Niederlande, Deutschland, Italien). Da das Kapazitätsportfolio und das Kundenportfolio global gemanagt werden, ist es nicht möglich zu bestimmen, welche Kunden, Mengen oder Gruppen betroffen sind.“*³¹⁵
588. Die CRE ihrerseits meint, dass das derzeitige System für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen insoweit diskriminierende Aspekte aufweise, als *„die Speicherbenutzer nicht gleich behandelt werden. Für den Zugang zu verfügbaren Kapazitäten, die über den unbedingten Bedarf der Endverbraucher gemäß der Regelung durch das Gesetz vom 9. August 2004 hinausgehen, werden von den Speicherbetreibern keine Regeln veröffentlicht. Es ist möglich, dass die nicht zugewiesenen Kapazitäten in der Hand des etablierten Unternehmens bleiben.“*³¹⁶
589. Das Dekret Nr. 2006-1034 vom 21. August 2006 legt von nun an die Regeln für den Speicherzugang fest, die jedoch mit einem noch nicht veröffentlichten Erlass ergänzt werden müssen. Die Kapazitäten werden nach einer bestimmten Rangfolge zuteilt, wobei im Ausland niedergelassene Kunden die geringste Priorität haben. Nach diesem Dekret werden die Speicherrechte für jede Zone den Anfragenden vom Energieminister gewährt. Die Kapazitäten werden von den Speicherbetreibern nach Regeln zugeteilt, die sie noch ausarbeiten müssen.
590. Nach dem derzeitigen Stand geht aus diesem Dekret jedoch nicht hervor, welche Maßnahme zur Einhaltung der Regeln für die Allokation der Kapazitäten eingesetzt wird. Daher steht zu vermuten, dass die DGI auch künftig für die normalerweise erforderlichen Kontrollen zuständig sein wird.
591. Die Parteien behaupten jedoch, dass die Zuteilung der Speicherkapazitäten für das Jahr 2006/2007 völlig transparent und diskriminierungsfrei erfolgt sei und dass im Übrigen überschüssige Kapazitäten 2006 versteigert worden seien.³¹⁷
592. Die Kommission stellt dagegen fest, dass die Parteien keine neuen Aspekte beigebracht haben, die ihre Bewertung im Hinblick auf die undurchsichtige Allokation der Speicherkapazitäten an GDF ändern könnten. Denn zum einen wurden bei der Berechnung der Speicherkapazitätsansprüche von GDF ein Teil ihres Kundenbestands

³¹⁵ Antwort der Parteien per Schreiben vom 27.7.2006 (Nr. 14065).

³¹⁶ Genannte Antwort der CRE auf den Fragebogen Phase I, Frage 57.

³¹⁷ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 473-491.

im Ausland einbezogen (was in den vorläufigen Regeln nicht vorgesehen war) und zum anderen wurden die Kapazitätsansprüche von GDF insgesamt und nicht für jede Bilanzzone einzeln berechnet (ebenfalls entgegen den Zuteilungsregeln).³¹⁸

4) Die Frage der Unabhängigkeit der Infrastrukturbetreiber von der GDF-Gruppe

593. GDF ist wie andere etablierte europäische Erdgasunternehmen eine vertikal integrierte Gruppe, in der Tätigkeiten der Erdgasversorgung und des Betriebs von Erdgasinfrastrukturen nebeneinander bestehen. Neben ihren Versorgertätigkeiten (GDF Négoce) umfasst GDF drei Erdgasinfrastrukturbetreiber: GRTgaz (Fernleitung), DGI (Speicher und LNG-Terminals) und Gaz de France Réseau Distribution (GRD, Verteilung).
594. Um einen effizienten und diskriminierungsfreien Zugang zu Erdgasfernleitungs- und Erdgasverteilernetzen zu ermöglichen, enthält die Gasrichtlinie mehrere Bestimmungen, darunter die der Artikel 9 und 13. Diese Artikel sehen für den Fall, dass der Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehört, vor, dass er *„zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein [muss], die nicht mit der Fernleitung zusammenhängen. Diese Bestimmungen begründen keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten des Fernleitungsnetzes vorzunehmen.“* Diese Artikel nennen im Übrigen die Mindestkriterien, die anzuwenden sind, um die Unabhängigkeit dieser Infrastrukturbetreiber sicherzustellen.
595. Die Gasrichtlinie sieht diese Gewährleistung der Unabhängigkeit jedoch nicht für Betreiber von Speicheranlagen vor.
596. Das Gesetz Nr. 2004-803 vom 9. August 2004 setzt diese Richtlinie in französisches Recht um. In diesem Rahmen hat die CRE im November 2005 ihren ersten Bericht über die Beachtung der Verhaltenskodizes und die Unabhängigkeit der Netzbetreiber veröffentlicht. In diesem Bericht hat sie bestimmte Probleme aufgezeigt und 9 Vorschläge formuliert, die die Unabhängigkeit der Netzbetreiber gewährleisten sollen.

Die Netzbetreiber

597. Erstens ist die CRE, was GRTgaz angeht, in ihrer Antwort an die Kommission der Ansicht, dass die Unabhängigkeit von GRTgaz gegenüber GDF sichergestellt sei.
598. In derselben Antwort stellt die CRE jedoch fest, dass auf einige ihrer Vorschläge noch nicht reagiert worden sei bzw. dass die Umsetzung einiger Vorschläge noch nicht überprüft worden sei.³¹⁹
599. So führt sie aus: *„Die Vorschläge bezüglich der Information der Verwaltungsratsmitglieder (Vorschlag 3), der Benennung von unabhängigen Personen,*

³¹⁸ Antwort der Parteien (Nr. 17582) vom 19.9.2006.

³¹⁹ Genannte Antwort der CRE auf den Fragebogen Phase I, Frage 48.

die die Netzbenutzer im Verwaltungsrat vertreten (Vorschlag 6), und der Unabhängigkeit der Kommunikationsstrategie von der Strategie der Gruppe (Vorschlag 7) sind bislang ohne Wirkung geblieben“. Weiter teilt sie mit, dass sie nicht kontrolliert habe, ob die berufsbedingten Interessen der für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen berücksichtigt würden (Vorschlag 5).

600. Zweitens ist die CRE, was GRD anbelangt, der Ansicht, dass die Unabhängigkeit von GRD gegenüber GDF nicht sichergestellt sei. Sie teilt mit: „GRD hat noch keinen Firmennamen und keine visuelle Identität angenommen, durch die sie sich vom Versorger unterscheidet (Vorschlag 2), und begründet dies hauptsächlich damit, dass es aus wirtschaftlichen Gründen und aus Gründen der internen Kommunikation vorzuziehen sei, bis zum 1. Juli 2007 zu warten, wenn aus dem Verteiler eine Tochtergesellschaft werde. Weiterhin ist der Vorschlag zur Kommunikationsstrategie in Bezug auf die Strategie der Gruppe (Vorschlag 7) ohne Wirkung geblieben.“ Weiter teilt sie mit, dass sie nicht kontrolliert habe, ob die berufsbedingten Interessen der für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen berücksichtigt würden (Vorschlag 5).

601. Drittens unterstreicht die CRE im genannten Bericht: „Die in den Richtlinien vorgesehene Berücksichtigung der berufsbedingten Interessen aller Verantwortlichen der Netzbetreiber wurde nicht vollständig umgesetzt. Der in der Richtlinie verwendete Begriff „für die Leitung zuständige Person“ wurde im Gesetz restriktiv mit „digireants“ [Führungskräfte] übersetzt“. Zudem wird er nur unter dem Gesichtspunkt der Abberufung der Vorstandsmitglieder oder des Generaldirektors betrachtet. Diese Lücke muss zumindest durch konzernweite Verfahren geschlossen werden.“³²⁰

602. In ihrem Bericht stellt die CRE weiter fest: „Die Wahrung der Unabhängigkeit der Betreiber von Stromübertragungs- oder Erdgasfernleitungsnetzen wird durch die Satzung allein nicht gewährleistet. Das Verhalten der beteiligten Parteien bei ihrer Umsetzung wird daher entscheidend dafür sein, das in den Richtlinien vom 26. Juni 2003 vorgeschriebene Ergebnis zu erreichen. Denn unabhängig davon, welche Energie betroffen ist, kann die Ausgliederung der Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber als Tochtergesellschaften deren Unabhängigkeit aufgrund der Bindungen zur Muttergesellschaft nicht gewährleisten.“

603. Viertens hat die Kommission am 4. April 2006 ein Aufforderungsschreiben an die Französische Republik gesandt, in dem sie die Ansicht vertrat, dass Frankreich die Gasrichtlinie verletzt hat. Nach diesem Aufforderungsschreiben ist die Unabhängigkeit der gemeinsamen Vertriebsstruktur von EDF und GDF (EDF Gaz de France Distribution) im Hinblick auf Investitionen eingeschränkt.

Der Speicherbetreiber

604. In ihrer Antwort an die Kommission vertritt die CRE die Auffassung, dass die Unabhängigkeit der DGI gegenüber GDF nicht gewährleistet ist. Die mangelnde Transparenz bei der Allokation der Speicherkapazitäten an GDF sei ein Faktor, der darauf hindeuten könnte, dass eine solche Unabhängigkeit im Rahmen der vorläufigen Regeln für die Allokation der Speicherkapazitäten nicht gewährleistet sei.

³²⁰ S. 20 des Berichts.

605. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass die Betreiber von Verteiler- und Speicherinfrastrukturen und LNG-Terminals der GDF-Gruppe, wenn auch in unterschiedlichem Maße, noch nicht alle Unabhängigkeitsgarantien aufweisen.

A.3.4.3.3 Die reglementierten öffentlichen Verteilungspreise behindern den Markteinstieg der Wettbewerber

606. Artikel 7 des Gesetzes vom 3. Januar 2003 sieht vor: *„Die Preise für die Abgabe von Erdgas an nicht zugelassene Kunden werden anhand der Merkmale der Lieferungen und der mit dieser Lieferung verbundenen Kosten festgelegt. Sie decken alle Kosten, unter Ausschluss von Subventionen zugunsten zugelassener Kunden.“*

607. Seit Oktober 2005 hat die CRE drei ablehnende Stellungnahmen³²¹ zu Änderungen der reglementierten öffentlichen Verteilungspreise von GDF abgegeben, die den Grundsatz des genannten Gesetzes nicht wahren.

608. In ihrem letzten Tätigkeitsbericht³²² betont die CRE, dass trotz des Markteintritts von alternativen Anbietern für Gewerbekunden, die an die Verteilernetze angeschlossen sind, im Jahr 2005 *„die jüngste Änderung der reglementierten Tarife, die nicht in vollem Umfang kostenorientiert sind, den Wettbewerb für diese neuen Anbieter erschwert.“*

609. So hat der Zweckverband Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile de France (Sigeif), der 145 Mitglieder umfasst (insbesondere Kommunen, Ämter für Sozialwohnungen und Schulen) am 1. Dezember 2005 eine Ausschreibung über 800 GWh Erdgas pro Jahr bekannt gegeben. Mit dieser Ausschreibung wollte der Sigeif, der von seinem Recht auf freie Wahl des Versorgers keinen Gebrauch gemacht hatte, Wettbewerb zu GDF herstellen. Die Ausschreibung wurde für ergebnislos erklärt, wobei Sigeif unterstrich, dass infolge des Beschlusses der Regierung, *„die Anhebung der reglementierten Erdgaspreise zum 1. April 2006 zu begrenzen und sie bis zum 1. Juli 2007 festzuschreiben, die Ausübung des Rechts auf freie Wahl eines alternativen Versorgers in diesem Zusammenhang für die Gebietskörperschaften unzweckmäßig erscheint.“*³²³

610. Electrabel France, eine Tochtergesellschaft der Suez-Gruppe, die in Frankreich Elektrizität liefert, hat im Übrigen vor kurzem die Möglichkeit untersucht, Haushaltskunden nach der vollständigen Öffnung des Marktes am 1. Juli 2007 Angebote für die Gasversorgung zu unterbreiten. Sie gelangte zu dem Schluss, es sei *„gegenwärtig unmöglich, mit den regulierten Preisen zu konkurrieren, ohne (im Schnitt) einen negativen Deckungsbeitrag zu bewirken“*³²⁴.

³²¹ Stellungnahme vom 27.10.2005 zur Änderung der öffentlichen Verteilungspreise von Gaz de France zum 1. November 2005; Stellungnahme vom 23.12.2005 zum Entwurf eines Erlasses zur Änderung des Erlasses vom 16. Juni 2005 über die Verkaufspreise für Brenngas, das über die öffentlichen Verteilernetze verkauft wird; Stellungnahme zum Entwurf eines Erlasses zur Änderung des Erlasses vom 16. Juni 2005 über die Verkaufspreise für Brenngas, das über die öffentlichen Verteilernetze verkauft wird.

³²² S. 34 - Genannter jährlicher Tätigkeitsbericht der CRE (Juni 2006).

³²³ Siehe Mitteilung des Sigeif auf seiner Website:
<http://www.sigeif.fr/somart.php3?rub=actualite&sousrub=&idsous=23&id=97&position=5>.

³²⁴ E-Mail der Parteien (Nr. 14054) vom 7.8.2006, Antwort auf einen Nachtrag zum Fragebogen vom 27. Juli.

611. Die Kommission hat 4. April 2006 ein Aufforderungsschreiben an die Französische Republik gesandt, in dem sie die Ansicht vertrat, dass Frankreich die Gasrichtlinie verletzt hat.
612. Die Parteien bestreiten, dass die reglementierten Preise auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, eine Marktzutrittsschranken darstellen könnten, da die reglementierten Preise auf diesen Märkten nicht gelten würden. Die Parteien sind im Gegenteil der Ansicht, dass GDF durch die mit den reglementierten Tarifen verbundene finanzielle Belastung benachteiligt werde.
613. Die Kommission hält das Argument der Parteien nicht für stichhaltig. Denn das Bestehen reglementierter Preise hemmt die Ausübung des Rechts der Kunden auf freie Anbieterwahl und schränkt dadurch das Wachstum der Märkte für die Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, ein. Infolgedessen werden die Entwicklung und der Markteinstieg der Wettbewerber auf diesen Märkten gebremst, wenn nicht gar unterbunden. Die genannten Beispiele (Sigeif und Electrabel) veranschaulichen dies sehr deutlich. Im Übrigen ist die Tatsache, dass GDF möglicherweise durch die reglementierten Preise finanzielle Belastungen entstehen³²⁵, kein Beweis dafür, dass diese Preise keine Marktzutrittsschranken darstellen.
614. Aus den genannten Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass die geltenden reglementierten Preise durch ein deutlich unter dem Marktpreis liegendes Preisniveau gekennzeichnet sind und dadurch den Markteinstieg von Wettbewerbern behindern.

A.3.4.3.4 Schlussfolgerung zu den Marktzutrittsschranken

615. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen stellt die Kommission fest, dass hohe Marktzutrittsschranken vorliegen, die den Einstieg in die französischen Erdgasmärkte erschweren. Daher ist wahrscheinlich, dass sehr wenige derzeitige oder potenzielle Wettbewerber die Rolle von Suez übernehmen und so den Wettbewerbsdruck ausgleichen können, der durch den geplanten Zusammenschluss beseitigt wird. Die Ausschaltung von Suez als einer der Hauptwettbewerber von GDF in Frankreich hat in diesem Zusammenhang nachteilige Auswirkungen auf einen wirksamen Wettbewerb, die weit über die einfache Addition von Marktanteilen hinausgehen.

³²⁵ Diesbezüglich ist es schwierig, eine eventuelle finanzielle Belastung für GDF zu bewerten, da, wie der französische Wettbewerbsrat kürzlich feststellte, *„die getrennten Konten für zugelassene Kunden unterschiedslos sowohl Erdgasverkäufe zum freien Marktpreis als auch Verkäufe zum reglementierten Preis umfassen, so dass diese Konten nicht wirklich aussagekräftig sind, um zu kontrollieren, ob Wettbewerbsverzerrungen zwischen diesen beiden Kundenarten vorliegen“* (Stellungnahme Nr. 06-A-12 vom 30.6.2006 zur Einrichtung einer getrennten Rechnungslegung für zugelassene Kunden und nicht zugelassene Kunden durch GDF).

A.3.5 Schlussfolgerung

616. Angesichts der bisherigen Ausführungen stellt die Kommission fest, dass der angemeldete Zusammenschluss in Frankreich wirksamen Wettbewerb auf den folgenden Märkten erheblich behindert:

- Lieferung von H-Gas an Großkunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West und Süd
- Lieferung von H-Gas an kleine Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest
- Lieferung von L-Gas an Großkunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in der Zone Nord
- Lieferung von L-Gas an kleine Kunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in der Zone Nord
- Lieferung von H-Gas an Wiederverkäufer in den Zonen Nord und Ost
- Lieferung von L-Gas an Wiederverkäufer in der Zone Nord
- Lieferung von H-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest
- Lieferung von L-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in der Zone Nord
- Lieferung von H-Gas an Stromerzeuger in den Zonen Nord und Ost
- Lieferung von L-Gas an Stromerzeuger in der Zone Nord.

B. Elektrizität Belgien

B.1 RECHTSRAHMEN DES ELEKTRIZITÄTSSEKTORS

B.1.1 Europäischer Rechtsrahmen

617. Der Elektrizitätsbinnenmarkt wird durch die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG³²⁶ geregelt. Sie legt gemeinsame Vorschriften für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung, und -verteilung fest und regelt die Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätssektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Ausschreibungen und Genehmigungen sowie den Betrieb der Netze. Diese Richtlinie legte als äußersten Termin für die vollständige Öffnung der Elektrizitätsmärkte den 1. Juli 2004 für Nichthaushaltskunden und den 1. Juli 2007 für Haushaltskunden fest. Die Richtlinie sieht vor, dass Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, *zumindest hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig sein müssen*. Diese Entflechtung muss für die Übertragung spätestens 2004 und für die Verteilung spätestens 2007 erfolgt sein. Die Unabhängigkeit der Netzbetreiber soll einen diskriminierungsfreien Zugang zu den wesentlichen Infrastrukturen des Elektrizitätsmarktes sicherstellen. Im Übrigen muss jeder Mitgliedstaat eine oder mehrere zuständige Stellen benennen, die die Aufgaben der unabhängigen Regulierungsbehörde für die Elektrizitätswirtschaft wahrnehmen.
618. Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel³²⁷ legt gerechte Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel fest. Sie schafft einen Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse und legt harmonisierte Grundsätze für Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und für die Zuweisung der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten fest.

B.1.2 NATIONALER RECHTSRAHMEN

619. Die bundesstaatliche Behörde und die regionalen Behörden haben die beiden europäischen Richtlinien (96/92/EG und 2003/54/EG) durch vier Regelungen umgesetzt: durch das Gesetz vom 1. Juni 2005³²⁸ (auf bundesstaatlicher Ebene), nachstehend

326 Abl. L 176 vom 15.7.2003, S. 37.

327 ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 1.

328 Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, *M.B.* vom 11. Mai 1999, geändert durch das Gesetz vom 1. Juni 2005, *M.B.* vom 14. Juni 2005. Die wichtigsten einschlägigen Königlichen Erlasse sind die Erlasse über das Übertragungsnetz, die Übertragungs- und Verteilungsgebühren, die Verpflichtung zur Erbringung öffentlicher Dienstleistungen und die Genehmigung von Elektrizitätslieferungen.

‘Elektrizitätsgesetz’ genannt, das Dekret vom 17. Juli 2000³²⁹ (für Flandern) über die Organisation des Elektrizitätsmarktes, das Dekret vom 12. April 2001 über die Organisation des regionalen Elektrizitätsmarktes³³⁰ (für Wallonien) und die Verordnung vom 19. Juli 2001 über die Organisation des Elektrizitätsmarktes³³¹ (für die Region Brüssel Hauptstadt).

620. Auf bundesstaatlicher Ebene sind Kunden, die an Stromübertragungs- und –verteilernetze mit Spannungen zwischen 30 kV und 70 kV angeschlossen sind (d. h. Nichthaushaltskunden), seit 1. Juli 2004 zugelassen. In der Region Flandern sind seit 1. Juli 2003 alle Kunden zugelassen. In der Region Wallonien sind die an das nationale Stromübertragungsnetz angeschlossenen Kunden sowie alle Gewerbekunden seit 1. Juli 2004 zugelassen. Ab 1. Januar 2007 werden alle Endkunden zugelassen sein. In der Region Brüssel-Hauptstadt sind gewerbliche Kunden seit 1. Juli 2004 zugelassen. Haushaltskunden werden ab 1. Januar 2007 zugelassen sein. Ab 1. Januar 2007 werden somit in Belgien alle Kunden zugelassen sein.
621. Der belgische Elektrizitätsmarkt wird auf bundesstaatlicher Ebene durch die Commission de régulation de l’électricité et du gaz (Regulierungskommission für Strom und Erdgas, CREG) reguliert, die zum einen beratende Aufgaben bei den staatlichen Behörden hat und zum anderen Aufgaben der Überwachung und Kontrolle der Umsetzung von Gesetzen und Verordnungen im Erdgas- und Elektrizitätssektor wahrnimmt. Auf regionaler Ebene sind drei Regulierungsinstanzen mit der Überwachung der ordnungsgemäßen Anwendung der Marktregulierung befasst, und zwar VREG (flämischer Regulierer), IBGE-BIM (Regulierer der Region Brüssel) und CWAPE (wallonische Regulierungskommission).

B.2 INFRASTRUKTUREN

B.2.1 Physische Infrastrukturen

622. Strom wird über Erdkabel und Freileitungen von den Erzeugern zu den Endverbrauchern übertragen. Dieses Netz umfasst zudem Einrichtungen wie Transformatoren.
623. Dabei ist zwischen der Stromübertragung über das Hochspannungsnetz (> 70 kV, „Übertragungsnetz“) und der Stromverteilung über das Niederspannungsnetz (≤ 70 kV, „Verteilernetz“) zu unterscheiden.
624. Technisch gesehen, stellen das Übertragungsnetz und der mit relativ hohen Spannungen (zwischen 30 kV und 70 kW) betriebene Teil des Verteilernetzes eine Einheit dar; sie bilden gemeinsam ein vermaschtes und integriertes Netz zur Elektrizitätsübertragung.

³²⁹ Dekret vom 17. Juli 2000 "houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt", *M.B.* vom 22. September 2000.

³³⁰ Décret du 12 avril 2001 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité, *M.B.* vom 1. Mai 2001.

³³¹ Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l’organisation du marché de l’électricité, *M.B.* vom 17. November 2001.

625. Die so genannten „Verbindungsleitungen“, die die Übertragungsnetze Belgiens mit denen der Nachbarländer verbinden, sind Bestandteil des Übertragungsnetzes. Das belgische Übertragungsnetz ist nur mit dem niederländischen Übertragungsnetz, dem französischen Netz und einem der Netze Luxemburgs zum Verbund geschaltet. Zwischen dem belgischen Übertragungsnetz und den Übertragungsnetzen Deutschlands und des Vereinigten Königreichs bestehen keine Verbindungsleitungen.
626. Seit 1. Januar 2006 wird die gesamte verfügbare Verbindungsleitungskapazität an der belgisch-französischen Grenze für jede Stromübertragungsrichtung getrennt unter den Marktteilnehmern versteigert. Dabei werden Kapazitäten für ein Kalenderjahr, einen Kalendermonat und einen Tag versteigert. Die nicht genutzte monatliche und jährliche Kapazität wird beim Versteigern der täglichen Kapazitäten weiterverkauft. Die Verbindungsleitungskapazität an der belgisch-niederländischen Grenze wird im Wesentlichen genauso zugeteilt. An der Grenze zwischen Belgien und Luxemburg liegen keine Engpässe vor, so dass keine besonderen Vereinbarungen für die Kapazitätszuteilung eingeführt wurden.

B.2.2 Netzbetreiber

627. In Belgien fällt die Stromübertragung in die Zuständigkeit des Bundes, während für die Stromverteilung die drei Regionen zuständig sind: Flandern, Wallonien und die Region Brüssel-Hauptstadt.
628. Als Übertragungsnetzbetreiber (> 70 kV) wurde Elia benannt. Die Tatsache, dass das Verteilernetz physisch mit Spannungen zwischen 30 und 70 kV arbeitet, hat dazu geführt, dass Elia von den drei Regionen nicht nur als Übertragungsnetzbetreiber, sondern in ihren jeweiligen geografischen Zuständigkeitsgebieten dort, wo die Verteilernetze mit Spannungen zwischen 30 kV und 70 kV arbeiten, auch als Verteilernetzbetreiber benannt wurde.
629. Für die Stromverteilung mit Spannungen unter 30 kV sind in ihren jeweiligen Zuständigkeitsgebieten verschiedene Verteilernetzbetreiber verantwortlich; es handelt sich um genossenschaftlich aufgebaute kommunale Zweckverbände, die „Intercommunales“. Die Tätigkeitsgebiete dieser Verteilernetzbetreiber überschneiden sich geografisch nicht. Die Aufgaben der kommunalen Zweckverbände umfassen den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Verteilernetze einschließlich der Verbindungen zu anderen Stromnetzen, insbesondere dem von Elia betriebenen Übertragungsnetz.

B.2.3 Eigentum und Kontrolle der Netze

630. Eine Rechtsvorschrift, die die Trennung des Eigentums für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber vorschreibt, besteht nicht; private Marktteilnehmer können Aktionäre dieser Unternehmen sein.
631. Suez hält derzeit eine Minderheitsbeteiligung von 27,45 % am Übertragungsnetzbetreiber Elia und Anteile an verschiedenen Verteilernetzbetreibern, die „gemischte kommunale Zweckverbände“ genannt werden (im Gegensatz zu „reinen kommunalen Zweckverbänden“, die zu 100 % im Besitz öffentlich-rechtlicher Körperschaften sind).

632. Private Beteiligungen an Verteilernetzbetreibern unterliegen jedoch gewissen, regional unterschiedlichen Beschränkungen. In Flandern dürfen die Beteiligungen von Electrabel an den gemischten kommunalen Zweckverbänden seit dem 5. September 2006 maximal 30 % betragen, während ein flämisches Dekret den vollständigen Rückzug von Electrabel bis spätestens 31. Dezember 2018 vorsieht. In der Region Wallonien dürfen private Unternehmen höchstens 49 % der Anteile von Verteilernetzbetreibern halten. Der vollständige Rückzug von Electrabel aus dem Verteilernetzbetreiber Brüssels ist in zwei Phasen geplant, von denen die erste 2007 und die zweite 2012 stattfindet.
633. Die der Kommission vorliegenden Angaben lassen darauf schließen, dass Suez *de jure* eine gemeinsame Kontrolle über Elia ausübt und dass Suez *de facto* die gemischten kommunalen Zweckverbände in Wallonien kontrollieren oder zumindest einen erheblichen Einfluss auf sie ausüben kann.

B.2.4 Zur Kontrolle von Suez über Elia

634. Die Aktionärsstruktur von Elia besteht aus drei Gruppen, von denen eine an der Börse einen Streubesitz (Freefloat) darstellt (40 %, B-Aktien). Bei den beiden anderen Gruppen handelt es sich zum einen um lokale Gebietskörperschaften (über Publi-T Société Coopérative à Responsabilité Limitée), die 30 % der Aktien (C-Aktien) halten, und zum anderen um die ehemaligen Eigentümer des Übertragungsnetzes CPTÉ, die ebenfalls 30 % der Aktien (A-Aktien) besitzen, welche unter Electrabel SA (27,45 %) und den öffentlichen Aktionären von SPE über Publipart SA (2,55 %) aufgeteilt sind. Elia und Elia System Operator besitzen die gleichen Führungs- und Managementorgane.
635. Am 31. Mai 2002 haben Publi-T SCRL, Electrabel SA, CPTÉ SCRL, SPE SA, Elia System Operator SA, Elia Asset SA und der belgische Staat eine Aktionärsvereinbarung betreffend Elia System Operator SA geschlossen.³³² Diese Vereinbarung hat nach wie vor Bestand.³³³ Sie ist bei der Bestimmung der (gemeinsamen) Kontrolle der Suez-Gruppe über Elia von zweifacher Bedeutung. Erstens trägt sie zur Anwendbarkeit des unten ausgeführten Begriffs der (gemeinsamen) De-facto-Kontrolle bei. Zweitens ist sie Ausdruck des Willens der größten Aktionäre, d. h. der Suez-Gruppe und der staatlichen Aktionäre, die gemeinsame Kontrolle durch ein wechselseitiges Vorkaufsrecht zwischen den Aktionären zu wahren.
636. In ihrer Antwort auf eine Frage der Kommission hat die CREG³³⁴ unter Bezugnahme auf Artikel 5 des Code des sociétés (belgisches Gesellschaftsgesetzbuch) die gemeinsame Kontrolle von Elia durch die Suez-Gruppe und Vertreter der lokalen Gebietskörperschaften (Publi-T) begründet. Die Sperrminderheit, die Suez weiter in Elia hat, betrifft die Kontrolle, die Suez über Electrabel im Verwaltungsrat ausüben kann.
637. Dabei stützte sich die CREG auf Artikel 5 des belgischen Gesellschaftsgesetzbuchs. Artikel 5 dieses Gesetzbuchs beschreibt die engsten Beziehungen, die im Gesellschaftsrecht zwischen Unternehmen vorgesehen sind, und schreibt infolgedessen strengste Anwendungsbestimmungen vor. Artikel 5 dieses Gesetzbuchs definiert die

³³² Formblatt CO, Anhang 6b.

³³³ Antwort von Elia (Nr. 13549) vom 19. Juli auf Frage 7 der Kommission.

³³⁴ Antwort der CREG (Nr. 13256).

„Kontrolle“ über Gesellschaften als eine „De-jure- oder De-facto-Befugnis, einen entscheidenden Einfluss auf die Bestimmung der Mehrheit ihrer Verwalter oder Geschäftsführer oder auf die Ausrichtung ihrer Geschäftsführung auszuüben“.

638. Die Kontrolle kann eine De-jure- oder De-facto-Kontrolle sein. Artikel 5 Absätze 2 und 3 des Gesellschaftsgesetzbuchs nennen konkrete Beispiele für solche Kontrollen. Die De-jure-Kontrolle wird als unwiderlegbar vorausgesetzt, während die De-facto-Kontrolle durch konkrete Tatsachen (beispielsweise die tatsächliche Ausübung der Stimmrechte bei der Hauptversammlung) nachgewiesen werden muss.
639. Nach Artikel 5 Absatz 2 Ziffer 5 des Gesellschaftsgesetzbuchs kann es sich um eine alleinige oder gemeinsame Kontrolle handeln. Der Begriff „gemeinsame Kontrolle“ wird in Artikel 9 des Gesellschaftsgesetzbuchs definiert. Dieser Artikel legt fest: „Unter gemeinsamer Kontrolle ist die Kontrolle zu verstehen, die von einer begrenzten Anzahl Gesellschafter gemeinsam ausgeübt wird, wenn diese vereinbart haben, dass die Beschlüsse bezüglich der Ausrichtung der Geschäftsführung nur mit ihrem gemeinsamen Einverständnis gefasst werden dürfen“.
640. Artikel 9 des Gesellschaftsgesetzbuchs enthält daher drei Bedingungen, die sämtlich erfüllt sein müssen, damit eine gemeinsame Kontrolle vorliegt:
- a) Die gemeinsame Kontrolle wird von einer begrenzten Anzahl von Gesellschaftern ausgeübt.
 - b) Zwischen den Gesellschaftern besteht eine Vereinbarung. Die genannte Aktionärsvereinbarung vom 31. Mai³³⁵ ist eine solche Vereinbarung zwischen Gesellschaftern. Diese Bedingung wird recht großzügig ausgelegt, und bereits die Satzung von Elia würde genügen, um sie zu erfüllen.
 - c) Die Gesellschafter besitzen bei Beschlüssen über die Ausrichtung der Geschäftsführung des Unternehmens ein Vetorecht.
641. Der Begriff „gemeinsame Kontrolle“ aus Artikel 9 des belgischen Gesellschaftsgesetzbuchs ist somit dem Begriff der gemeinsamen Kontrolle der Fusionskontrollverordnung sehr ähnlich. Nach der Praxis der Kommission kann eine gemeinsame Kontrolle vorliegen, wenn Minderheitsgesellschafter zusätzliche Rechte haben, die es ihnen ermöglichen, ein Veto gegen Entscheidungen einzulegen, die für das strategische Wirtschaftsverhalten des gemeinsamen Unternehmens wesentlich sind³³⁶.
642. Gegenwärtig ist der Verwaltungsrat von Elia aus drei Vertretern von Electrabel, drei Vertretern von Publi-T und sechs unabhängigen Verwaltungsratsmitgliedern zusammengesetzt. An der Spitze des Unternehmens stehen somit drei Interessensgruppen. Die Frage ist nun, ob diese Interessensgruppen bei Beschlüssen über die Ausrichtung der Geschäftsführung des Unternehmens ein Vetorecht besitzen.

³³⁵ Formblatt CO, Anhang L. 6b.

³³⁶ Mitteilung der Kommission über den Begriff des Zusammenschlusses der Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (98/C 66/02), Absatz 21.

643. Artikel 19.5 Absatz 1 der Satzung von Elia sieht unter anderem vor, dass nur dann, wenn ein Konsens nicht in angemessener Weise erreicht werden kann, ein Beschluss unter besonderen, in der Satzung genannten Umständen „mit der Mehrheit der unabhängigen Verwaltungsratsmitglieder und der Mehrheit der nicht unabhängigen Verwaltungsratsmitglieder“ gefasst wird. Diese Umstände sind unter anderem:

- a) Bestellung und Abberufung der Vorstandsmitglieder;
- b) Annahme und/oder Ablehnung des Entwicklungsplans, der Investitionspläne und des Anpassungsplans;
- c) Beschlüsse über die Aufnahme oder Fortführung von anderen Aktivitäten als dem Betrieb der Elektrizitätsnetze;
- d) strategische Entscheidungen über den Betrieb und/oder Erwerb von Elektrizitätsnetzen außerhalb des belgischen Hoheitsgebiets.

Da diese Klausel eine spezielle Mehrheit erfordert und die Unterteilung in unabhängige und nicht unabhängige Verwaltungsratsmitglieder es Electrabel und ihren drei Verwaltungsratsmitgliedern (A-Aktien) ermöglicht, im Verwaltungsrat von Elia unter den in Artikel 19.5 Absatz 1 genannten Umständen ein Vetorecht auszuüben, besitzt Suez (Electrabel) somit insbesondere bei der Benennung des Führungspersonals und der Investitionen Vetorechte. Nach dem Gemeinschaftsrecht sind diese Rechte ausreichend, um die gemeinsame Kontrolle von Elia durch Suez zu begründen³³⁷.

644. Diese Behauptung stimmt, auch wenn es theoretisch möglich ist, einen Beschluss ohne Zustimmung von Electrabel zu fassen.³³⁸ Ein solches Szenario ist nur möglich, wenn Electrabel willentlich beschließt, keinen Vertreter in den Verwaltungsrat zu entsenden und ihn auch nicht vertreten zu lassen.³³⁹ Eine solche Situation ergibt sich aus der willentlichen Ablehnung von Electrabel, von ihrem Vetorecht im Verwaltungsrat Gebrauch zu machen. Wenn Electrabel dies wünscht, kann sie jederzeit von ihrem Vetorecht Gebrauch machen, indem sie ihre Vertreter an der Verwaltungsratssitzung teilnehmen lässt.

645. Dies wird durch den Umstand, dass die Satzung von Elia³⁴⁰ kraft des Elektrizitätsgesetzes den Betrieb des Stromübertragungsnetzes an den

³³⁷ Mitteilung der Kommission über den Begriff des Zusammenschlusses der Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (98/C 66/02), Absatz 25 (Besetzung der Unternehmensleitung) und Absatz 27 (Investitionen).

³³⁸ Artikel 19.3 der Satzung von Elia sieht vor, dass der Verwaltungsrat „nur beschlussfähig ist, wenn mindestens die Hälfte seiner Mitglieder anwesend oder vertreten sind“. Falls Electrabel aus irgendeinem Grund beschließt, im Verwaltungsrat von Elia nicht anwesend zu sein, kann der Verwaltungsrat nach Artikel 19.5 der Satzung von Elia dennoch einen rechtskräftigen Beschluss fassen, wenn i) 3 unabhängige Verwaltungsratsmitglieder und ii) 3 Vertreter von Publi-T anwesend sind und 2 Verwaltungsratsmitglieder jeder Gruppe den Beschluss billigen.

³³⁹ In Wirklichkeit und den von Elia übermittelten Angaben zufolge sind die von Electrabel benannten Verwaltungsratsmitglieder (A-Aktien) auf den Verwaltungsratssitzungen von Elia stets vollzählig vertreten. Antwort von Elia (Nr. 13744) auf Frage 6(a), mit Anhang 6.2.

³⁴⁰ Artikel 17.3 der Satzung (Anhang L6, Formblatt CO).

Direktionsausschuss delegiert hat, nicht widerlegt.³⁴¹ Erstens muss der Direktionsausschuss dem Verwaltungsrat über den Einsatz der Delegation berichten.³⁴² Zweitens werden der Businessplan und die Budgets vom Verwaltungsrat gebilligt, überwacht und geändert.³⁴³ Auch der Entwicklungsplan, die Investitionspläne und der Anpassungsplan, die der Netzbetreiber regelmäßig vorlegen muss, werden vom Verwaltungsrat genehmigt oder abgelehnt, wobei diese Pläne nur aufgrund ihrer finanziellen Folgen für das Unternehmen abgelehnt werden können.³⁴⁴

646. Aus dieser letztgenannten Einschränkung der Befugnisse des Verwaltungsrats kann nicht abgeleitet werden, dass dieser keinen Einfluss auf die Investitionen in das Netz hat. Erstens hat der Verwaltungsrat die Schlüssel zum Budget, zweitens kann er Investitionspläne, die den finanziellen Interessen des Unternehmens zuwiderlaufen würden, ablehnen. Da die Gefahr für den Wettbewerb, die von der Integration des Netzbetreibers in den größten Energieversorger ausgeht, eben die zu geringen Investitionen in Kapazitäten sind (im Allgemeinen und in Verbindungsleitungen im Besonderen), dürfen die Auswirkungen der Haushaltsbefugnis und der Möglichkeit, Investitionspläne aus finanziellen Gründen abzulehnen, nicht unterschätzt werden.
647. Dazu kommt noch, dass der Direktionsausschuss, der dem Verwaltungsrat seinen Investitionsplan zur Zustimmung oder Ablehnung (aus finanziellen Gründen) vorlegen muss, vom Verwaltungsrat ernannt wird.³⁴⁵ Festzustellen ist, dass 5 der 7 Direktoren im Direktionsausschuss von Elia ehemalige Mitarbeiter von Electrabel sind und dass ein Mitglied zuvor für SPE tätig war. Nur der Finanzdirektor kommt nicht aus der Elektrizitätswirtschaft.
648. Abschließend ist zur Würdigung der Unabhängigkeit des Direktionsausschusses festzustellen, dass sich im Rahmen der Marktuntersuchung zahlreiche Strom verbrauchende Unternehmen vom dem Standpunkt, Elia werde nicht von Suez kontrolliert, distanziert haben. Dieser Aspekt muss berücksichtigt werden.³⁴⁶
649. Aus den bisherigen Ausführungen folgt, dass Suez über die Mittel verfügt, um eine gemeinsame Kontrolle über Elia auszuüben.
650. Dem ist hinzuzufügen, dass Electrabel auch bei allen Beschlüssen der Hauptversammlung von Elia ein Vetorecht besitzt. Die „Convention d’actionnaires concernant Elia Systems Operator SA“ (Aktionärsvereinbarung betreffend Elia Systems

³⁴¹ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 647.

³⁴² Artikel 17.3 Ziffer 2 der Satzung.

³⁴³ Artikel 17.2 der Satzung.

³⁴⁴ Artikel 17.2 der Satzung.

³⁴⁵ Artikel 17.4 der Satzung.

³⁴⁶ Die in Phase I gestellte Frage 59 lautete: „Die Parteien behaupten, dass Suez Elia und die kommunalen Zweckverbände nicht kontrolliere und dass die Märkte der Übertragung und Verteilung von der Fusion nicht betroffen seien ... Stimmen Sie dem zu? Ja – Nein. Falls nicht, begründen Sie Ihre Antwort bitte ausführlich“.

Operator SA)³⁴⁷ legt in Artikel 6.1. fest“ [...]“*. Die Zustimmung von Electrabel ist somit bei allen Beschlüssen der Hauptversammlung erforderlich.

651. Vorstehendes genügt an sich schon, um die gemeinsame Kontrolle von Electrabel und somit der Suez-Gruppe über Elia zu beweisen. Dieser Beweis wird durch ein weiteres Merkmal untermauert. Dabei handelt es sich insbesondere um das wechselseitige Vorkaufsrecht, das sich die industriellen Aktionäre (A-Aktien) zum einen und die staatlichen Aktionäre (C-Aktien) zum anderen in der unter Erwägungsgrund 635 genannten Aktionärsvereinbarung eingeräumt haben.
652. Das wechselseitige Vorkaufsrecht zwischen den industriellen Aktionären (A) und den öffentlichen Aktionären (C) wird in den Artikeln 4 und 5 der Aktionärsvereinbarung bestätigt. Nach Artikel 4.2.1 [...]“*.
653. Das beschriebene wechselseitige Vorkaufsrecht dient dazu, die gemeinsame Kontrolle von Elia durch die Inhaber von A-Aktien (im Wesentlichen Electrabel, die Suez-Gruppe) und die Inhaber von C-Aktien (die lokalen Gebietskörperschaften) auch in Zukunft zu wahren.
654. Dies geht auch aus Artikel 3.6.3 der Aktionärsvereinbarung hervor, der vorsieht, dass die „[...]“*³⁴⁸. Die gleiche Einschränkung wird in Artikel 4.4.5 für Publi-T wiederholt.
655. In der Anmeldung führten die Parteien an, die Kommission hätte bereits vor der Herabsetzung der Beteiligung von Electrabel auf 27,45 % mit Schreiben vom 16. Mai 2002 entschieden, dass CPTe und Publi-T keine gemeinsame Kontrolle über Elia ausüben würden.³⁴⁹ Das Schreiben des Direktors der „Merger Task Force“ vom 16. Mai 2002 erwähnt jedoch, dass es sich nur um eine Meinung auf Grundlage der vorliegenden Informationen handle, die in keiner Weise als Entscheidung der Kommission zu betrachten sei.³⁵⁰
656. In ihrer Reaktion auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) führten die Parteien weiterhin an, dass Elia durch das Elektrizitätsgesetz zur strikten Unabhängigkeit und Unparteilichkeit verpflichtet sei, und dies seit ihrer offiziellen Benennung zum ÜNB am 13. September 2002.³⁵¹ In ihrer Antwort auf ein Auskunftsersuchen zur Art der Abstimmung über jeden Tagesordnungspunkt auf der Verwaltungsratssitzung von Elia seit deren Gründung³⁵² ging Elia weit über die Fragestellung hinaus. Nach der Bemerkung, dass alle Beschlüsse des Verwaltungsrates einvernehmlich gefasst worden seien, fügte Elia hinzu, dass das Zustandekommen eines Einvernehmens im Verwaltungsrat vom belgischen Gesetzgeber bei der Umsetzung der ersten

³⁴⁷ Formblatt CO, Anhang L6.

³⁴⁸ Anhang L 6 b des Formblatts CO.

³⁴⁹ S. 537 des Formblatts CO.

³⁵⁰ Siehe Anhang L7 des Formblatts CO.

³⁵¹ Randnr. 218.

³⁵² Antwort der CREG (Nr. 13744) auf Frage 6.

Elektrizitätsrichtlinie empfohlen worden sei, um die Unabhängigkeit von Elia gegenüber den historischen Eigentümern des Netzes, d. h. Electrabel und SPE, zu gewährleisten.³⁵³

657. Obwohl das Zustandekommen eines Einvernehmens bei allen gefassten Beschlüssen teilweise auch andere Gründe haben mag als die gemeinsame Kontrolle von Elia durch die A- und C-Aktionäre, bestätigt doch die Feststellung, dass über Jahre hinweg ein Einvernehmen erzielt wurde, dass die Solidarität unter Aktionärsgruppen, die an eine Aktionärsvereinbarung gebunden sind, in der Praxis gut funktioniert.
658. Elia verweist auch auf die Regeln der „Corporate Governance“, die der belgische Gesetzgeber vor kurzem angenommen oder vielmehr durch Abändern des Königlichen Erlasses über den Betrieb des nationalen Stromübertragungsnetzes³⁵⁴ geändert hat. Worin diese Änderungen bestehen, wird nicht recht deutlich. Eine Änderung der Satzung von Elia vom 9. Mai 2006, die in der Antwort von Elia vom 18. Juli³⁵⁵ mitgeteilt wurde, führt zu den folgenden Änderungen von Artikel 14 der Satzung von Elia. Erstens heißt das „Comité de gouvernement d’entreprise“ künftig „Comité de gouvernance d’entreprise“ (Corporate-Governance-Ausschuss, Art. 14.1). Zweitens muss die Geschäftsordnung, die dieser Corporate-Governance-Ausschuss gemeinsam mit dem Verwaltungsrat ausarbeiten muss und die unter anderem die Regeln für die Arbeitsweise und die Modalitäten der Berichterstattung durch den Corporate-Governance-Ausschuss festlegt, der CREG nicht mehr zur Zustimmung vorgelegt werden (neuer Art. 14.3³⁵⁶), wie dies in der Vergangenheit der Fall war (alter Art. 14.3³⁵⁷). Die Tatsache, dass die Geschäftsordnung gemeinsam mit dem Verwaltungsrat erstellt werden muss, beeinträchtigt die beschriebene gemeinsame Kontrolle jedenfalls nicht.
659. Aus den bisherigen Ausführungen geht hervor, dass Suez (Electrabel) gemeinsam mit den staatlichen Aktionären, die Inhaber von C-Aktien sind, kraft der Bestimmungen der Aktionärsvereinbarung und der Satzung und über diese drei Mitglieder im Verwaltungsrat eine Kontrolle über Elia ausübt.

B.2.5 Zur Kontrolle von Suez über gemischte kommunale Zweckverbände (bzw. deren Funktionieren)

660. Früher übertrugen die gemischten kommunalen Zweckverbände den Betrieb der Strom- und Erdgasverteilernetze an Tochtergesellschaften von Suez (Electrabel), die insbesondere den technischen Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Strom- und Erdgasverteilernetze für die gemischten kommunalen Zweckverbände übernahmen. Dazu hatte Suez (Electrabel) eigenständige Einheiten gegründet, die auf den Betrieb der Netze in den drei Regionen spezialisiert waren, und zwar: Netten Vlaanderen, Netten

³⁵³ Antwort der CREG (Nr. 13744) auf Frage 6, S. 21.

³⁵⁴ Aktuelle konsolidierte Fassung in Anhang 6.3 der Antworten von Elia (Nr. 13744), S. 22.

³⁵⁵ Antworten der CREG (Nr. 13744), Anhang 6.1, auf Frage 6 der Kommission.

³⁵⁶ Antworten der CREG vom 18. Juli (Nr. 13744 auf Frage 6 der Kommission), Anhang 6.1.

³⁵⁷ In Anhang L 6 a zum Formblatt CO übermittelte Fassung der Satzung.

Réseaux Bruxelles und Réseaux Wallonie³⁵⁸. Diese Arrangements sind allerdings in Flandern und in der Region Brüssel-Hauptstadt im Wandel begriffen.

661. In Flandern wurde Ende 2005 beschlossen, Netmanagement Vlaanderen, GeDis und Indexis zu einem einzigen Unternehmen, Eandis, zusammenzufassen. Suez hält seit 6. September 2006 keine direkten Beteiligungen mehr an Eandis, die nun zu 100 % im Besitz der 8 gemischten kommunalen Zweckverbände Flanderns ist. Suez (Electrabel) würde jedoch weiterhin eine Beteiligung von 30 % an diesen acht gemischten kommunalen Zweckverbänden halten. Der Rückzug von Suez (Electrabel) aus den gemischten kommunalen Zweckverbänden Flanderns ist zum 31. Dezember 2018 geplant.
662. In der Region Brüssel-Hauptstadt wurde 2006 ein ähnlicher Vorgang in die Wege geleitet. In der neuen Einheit „Newco X“ werden die operativen Aktivitäten für den Betrieb des Netzes zusammengefasst, d. h. Netten Réseaux Bruxelles (NRB) sowie ein gewisser Teil der Mitarbeiter von Suez, die Leistungen für diese Einheit erbrachten. Am 1. September 2006 wurde die Beteiligung von Suez (Electrabel) an den Brüsseler Zweckverband Sibelga übertragen, an dem Suez (Electrabel) eine Beteiligung von 30 % behält, während die restlichen 70 % bei den Brüsseler Kommunen verbleiben. Der vollständige Rückzug von Electrabel aus Sibelga ist zum 31. Dezember 2012 geplant.
663. Nur in der Region Wallonien hat die ursprüngliche Struktur noch Bestand, und der praktische Betrieb der Verteilernetze der gemischten kommunalen Zweckverbände würde weiterhin Réseaux Wallonie, einer Einheit („Business Unit“) von Suez, die von dieser allein kontrolliert wird, übertragen.
664. In der Mitteilung der Beschwerdepunkte hat die Kommission keine Argumente ausgeführt, denen zufolge Suez die gemischten kommunalen Zweckverbände in Wallonien kontrolliert oder zumindest einen wesentlichen Einfluss auf sie ausübt. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass eine solche Kontrolle oder ein solcher Einfluss doch besteht, auch wenn Suez nur Minderheitsbeteiligungen besitzt.³⁵⁹
665. Die Frage, ob Suez (Electrabel) die gemischten kommunalen Zweckverbände kontrolliert, ist nun, wo Electrabel mit Gewissheit die alleinige Kontrolle über Réseaux Wallonie ausübt und damit einen wesentlichen Einfluss auf die gemischten kommunalen Zweckverbände in Wallonien ausüben kann, nicht mehr relevant.
666. Die Behauptung, dass die von Suez (Réseaux Wallonie) über Réseaux Wallonie erbrachten operativen Dienstleistungen nur „einfache technische Hilfsleistungen“ betreffen würden, lässt nämlich außer Acht, dass die gemischten kommunalen Zweckverbände Walloniens keine für den laufenden Betrieb der Verteilernetze

³⁵⁸ Formblatt CO, S. 99 und 529.

³⁵⁹ Offenbar gibt es in einigen kommunalen Zweckverbänden Walloniens ein Ablehnungsrecht bei Entscheidungen des Verwaltungsrats und der Hauptversammlung sowie Bedingungen für die Anwesenheit einer Mindestzahl von Vertretern des Minderheitsaktionärs, die eine Politik des leeren Stuhls ermöglichen.

wesentliche Tätigkeit selbst übernommen haben; alle wurden im Unterauftrag an Suez (Réseaux Wallonie)³⁶⁰ vergeben, die an vielen wichtigen Aufgaben beteiligt ist³⁶¹.

667. Aus ihrer Einbeziehung in alle für den Betrieb der Netze wesentlichen Aufgaben folgt, dass alle operativen Entscheidungen der gemischten kommunalen Zweckverbände von Suez (Réseaux Wallonie) vorbereitet und ausgeführt werden.³⁶² Vor diesem Hintergrund überrascht es nicht, dass bei der Marktuntersuchung in vielen Antworten das Missverhältnis im Hinblick auf die technische und betriebliche Kompetenz zwischen Suez (Electrabel) zum einen und den Vertretern der Gebietskörperschaften in den Führungsorganen zum anderen besonders herausgestellt wurde.³⁶³ Der Einfluss von Suez auf den Entscheidungsprozess der gemischten kommunalen Zweckverbände Walloniens wird noch dadurch verstärkt, dass die Satzung der gemischten kommunalen Zweckverbände für die Verwaltungsratsmitglieder, die die Gebietskörperschaften vertreten, zwar die Möglichkeit vorsieht, sich von einem oder mehreren Experten unterstützen zu lassen, diese Experten aber von diesen Verwaltungsratsmitgliedern erst nach Rücksprache mit den Verwaltungsratsmitgliedern von Electrabel benannt werden.³⁶⁴

668. Der wallonische Regulierer scheint die Meinung der Kommission zu teilen, denn in einer Stellungnahme zur zukünftigen Entwicklung der derzeitigen Arrangements äußerte er sich wie folgt: *„Die CWaPE hat immer den Standpunkt vertreten, dass der Mehrwert einer neuen Struktur erkannt werden muss, die ermöglichen würde, dass eine ausreichende Zahl „sensibler“ Aufgaben (d. h. Aufgaben, die potenziell zu Wettbewerbsverzerrungen oder Interessenskonflikten führen können) nicht mehr von Personal ausgeführt wird, das Vorgesetzten unterstellt ist, die Verantwortung für oder ein Interesse an Versorgungs- und/oder Erzeugungstätigkeiten haben.“*³⁶⁵ Die CWaPE empfiehlt somit, dass Réseaux Wallonie zu einer von Electrabel unabhängigen Einheit umstrukturiert wird und Regeln der „Corporate Governance“ und unabhängige Verwaltungsratsmitglieder erhält.³⁶⁶

669. Die Kommission bleibt daher dabei, dass Suez durch die alleinige Kontrolle über Réseaux Wallonie zumindest einen wesentlichen Einfluss auf die gemischten kommunalen Zweckverbände in der Region Wallonien ausüben kann.

³⁶⁰ Stellungnahme der CWaPE CD-5e24-CWaPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE, Gesellschaft für Energieexpertise und Energiemanagement) vom 26. Mai 2005, S. 10.

³⁶¹ Stellungnahme der CWaPE CD-5e24-CWaPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE) vom 26. Mai 2005, S. 8.

³⁶² Schreiben von SourcePower (Nr. 17566) vom 18. September, S. 21.

³⁶³ Siehe Antworten auf Frage 60 des Fragebogens Phase I und insbesondere die von

³⁶⁴ Art. 22 der Satzung des Zweckverbands IGH (Nr. 12405).

³⁶⁵ Stellungnahme CD-5e24-CWaPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE) vom 26. Mai 2005, S. 1.

³⁶⁶ Stellungnahme CD-5e24-CWaPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE) vom 26. Mai 2005, S. 9.

670. Das Vorliegen strenger Geheimhaltungsregeln für sensible Geschäftsinformationen, von denen die Mitarbeiter der VNB Kenntnis erhalten, ausgeweitet auf die Mitarbeiter von Suez (Réseaux Wallonie)³⁶⁷, wirkt sich auf diese Schlussfolgerung nicht aus, da nichts Réseaux Wallonie daran hindert, die Interessen von Suez zu fördern, ohne Geschäftsinformationen weiterzugeben. In jedem Fall gelten diese Regeln, was die Vertraulichkeit anbelangt, für die Mitarbeiter von Réseaux Wallonie nicht in gleichem Maße, da die Nichtbeachtung nicht geahndet wird (siehe unten).
671. Den Parteien zufolge ist das Nichtvorliegen einer Kontrolle von Electrabel über die gemischten kommunalen Zweckverbände sowohl von der Kommission als auch vom belgischen Wettbewerbsrat in den Entscheidungen ECS/Intercommunales insofern implizit bestätigt worden, als die belgischen Zusammenschlüsse keine anmeldepflichtigen Zusammenschlüsse dargestellt hätten, wenn Suez (Electrabel) die kommunalen Zweckverbände zuvor kontrolliert hätte.
672. Ergänzend ist anzumerken, dass der Verweis der Parteien auf frühere Entscheidungen der Kommission zu kommunalen Zweckverbänden zurückzuweisen ist, da die angemeldeten Transaktionen die Übertragung zugelassener Kunden von kommunalen Zweckverbänden an ECS betrafen, die dadurch zum Versorger letzter Instanz wurde. Die Übernahme der Kunden durch ECS stellt nun aber den Erwerb von alleiniger Kontrolle im Sinne der Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 dar. Da Electrabel bereits zuvor die gemeinsame Kontrolle über die Zweckverbände (einschließlich deren Kunden) hatte, stellte der Erwerb der alleinigen Kontrolle über die Kunden einen Wechsel der Art der Kontrolle dar, der somit anmeldepflichtig war³⁶⁸ (siehe auch oben).

B.3 Relevante Märkte

B.3.1 SACHLICH RELEVANTE MÄRKTE

673. Da der angemeldete Zusammenschluss keine horizontalen Auswirkungen auf die Märkte für Elektrizitätsinfrastrukturen hat, ist eine genaue Definition dieser Märkte für die Zwecke dieser Entscheidung nicht erforderlich. Die Situation im Hinblick auf die Eigentumsverhältnisse, den Betrieb und die Nutzungsrechte der genannten Infrastrukturen wird dagegen bei der Würdigung der Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die nachgelagerten Märkte berücksichtigt.

B.3.1.1 Stromerzeugung und Stromgroßhandel

674. Gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission³⁶⁹ definieren die Parteien die Stromerzeugung und den Großhandel mit Strom (den „Stromgroßhandelsmarkt“) als eigenständigen sachlich relevanten Markt. Dieser Markt umfasst die Stromerzeugung in den Kraftwerken sowie den Strom, der zum Zweck des Weiterverkaufs an Einzelhändler physisch über die Verbindungsleitungen eingeführt wird.

³⁶⁷ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 686.

³⁶⁸ Vgl. Absatz 16 der Mitteilung der Kommission über den Begriff des Zusammenschlusses.

³⁶⁹ COMP/M.3440 EDP/ENI/GDP.

675. Die Kommission vertrat früher die Auffassung, dass die Händler sowohl zur Angebots- als auch zur Nachfrageseite des Stromgroßhandelsmarktes gehören. Große Industrie- und Gewerbekunden können unter bestimmten Bedingungen ebenfalls zur Nachfrageseite des Stromgroßhandelsmarktes gehören.
676. Zur Nachfrageseite des Großhandelsmarktes zählen zudem die auf dem belgischen Markt tätigen Stromwiederverkäufer (wie Nuon und Essent) sowie die kommunalen Zweckverbände.

B.3.1.2 Stromhandelsmarkt

677. Der Markt für den Stromhandel betrifft den Kauf und Weiterverkauf von Strom, der nicht unbedingt für den Endverbraucher bestimmt ist. Obwohl sie die Frage schlussendlich offen ließ, zog die Kommission ebenfalls die Unterscheidung von zwei sachlichen Teilmärkten in Betracht: den physischen Stromhandel und den finanziellen Stromhandel³⁷⁰.
678. Der physische Stromhandel beinhaltet die feste Vereinbarung, Strom über das belgische Übertragungsnetz zu liefern. Der finanzielle Stromhandel betrifft Finanzprodukte, die sich auf ein Erzeugnis (in diesem Fall Strom) beziehen und deren Vermarktung auf einer rein finanziellen Transaktion zwischen Käufer und Verkäufer, ohne physische Lieferung des Erzeugnisses, beruht.
679. Der physische Stromhandel zur physischen Lieferung über das belgische Netz findet nur bilateral mit standardisierten Produkten über eine Handelsplattform (Over-the-Counter-Markt (OTC)) oder über individuelle bilaterale Verträge statt. Die Kontrakte, die von Suez im Rahmen des Virtual Power Plant (VPP, Virtuelles Kraftwerk)³⁷¹ verkauft werden, werden ebenfalls als Teil des Marktes für den physischen Stromhandel betrachtet.³⁷² Die Untersuchung der Kommission hat bestätigt, dass diese Kontrakte zu diesem Markt gehören.³⁷³ Broker, die den OTC-Handel mit Stromblöcken zur verbindlichen Lieferung über das belgische Übertragungsnetz erleichtern, sind

³⁷⁰ COMP/M.JV28 Sydkraft/Hew/Hansa Energy Trading vom 30. November 1999. Der finanzielle Stromhandel wurde in COMP/M.3868 DONG/Elsam/Energi E2 vom 14. März 2006 unterschieden.

³⁷¹ Aufgrund von Entscheidungen der belgischen Wettbewerbsbehörde war Electrabel verpflichtet, 1200 MW Kapazität eines virtuellen Kraftwerks in Form von Auktionen anzubieten; das Angebot umfasste Produkte, die als Optionen auf physischen Strom betrachtet werden können (siehe Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 4(c)).

³⁷² Die Parteien verweisen auf eine Erhebung, die unter den Käufern der VPP-Kapazität durchgeführt wurde und angibt, dass die Händler bis zu 40 % der versteigerten Kapazität kauften, wobei Händler per definitionem Strom nicht zum sofortigen Weiterverkauf an Endverbraucher kaufen. Infolgedessen gehören die VPP-Produkte zum Markt für den Stromhandel. Die Tatsache, dass die VPP-Produkte zum Handelsmarkt gehören, schließt nicht aus, dass sie in einer Wettbewerbsanalyse auf besondere Weise berücksichtigt werden. (siehe CREG-Berichte, die von den Parteien am 12. Mai 2006 übermittelt wurden).

³⁷³ Siehe Antworten von RWE (Nr. 13515), EDF (Nr. 13426), Centrica (Nr. 13872), SPE (Nr. 13997), Nuon (Nr. 13797) und Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 25(a) und (b) des Fragebogens ‚(potential) competitors electricity‘.

beispielsweise ICAP, TFS, GFI, Spectron und Endex.³⁷⁴ Electrabel betreibt ebenfalls eine Plattform für den Handel mit Strom aus der VPP-Auktion.

680. Es gibt Pläne für die Schaffung eines organisierten Stromhandelsmarktes namens BELPEX. Die Einführung dieser Börse ist derzeit ausgesetzt, unter anderem aufgrund der fehlenden Genehmigung für den Mechanismus zur Allokation von Verbindungsleitungskapazitäten durch die betroffenen Regulierer ausgesetzt.³⁷⁵ Mit der Einführung wird jedoch für das letzte Quartal 2006 gerechnet.³⁷⁶ Der organisierte Handel wäre zumindest derzeit auf die so genannten Day-Ahead-Produkte eingeschränkt, d. h. Stromkontrakte zur physischen Lieferung am Folgetag.
681. Verglichen mit anderen Gebieten der Europäischen Union, ist der physische Stromhandel in Belgien unterentwickelt. Aufgrund der starken vertikalen Integration der belgischen Stromunternehmen wird die überwiegende Menge des Stroms direkt vom Erzeuger an die Endverbraucher geliefert, ohne dass erhebliche Mengen für den Markt des physischen Stromhandels anfallen.³⁷⁷
682. Obwohl es in Belgien finanziellen Stromhandel gibt, sind die Mengen der gehandelten Kontrakte noch geringer als im physischen Stromhandel. Die Entwicklung von Derivaten (abgeleiteten Produkten) setzt im Allgemeinen einen gut entwickelten physischen Markt voraus³⁷⁸, was in Belgien derzeit nicht der Fall ist. Daher scheint es nicht zweckmäßig zu sein, eine Unterscheidung zwischen den Märkten für den physischen und finanziellen Stromhandel zu treffen.

B.3.1.3 Regelenergie und Hilfsdienste

683. Gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission haben die Parteien einen Markt für Hilfsdienste und Regelenergie angegeben, da dieser Dienst nicht einfach durch anderweitigen Strombezug im Großhandel ersetzt werden kann.³⁷⁹
684. Die Hilfsdienste und die Regelenergie werden im belgischen Recht³⁸⁰ ausführlich definiert. Die Regelung unterscheidet zwischen der primären Frequenzregelung, der Sekundärregelung des Leistungsgleichgewichts der belgischen Regelzone

³⁷⁴ Siehe Antworten von RWE (Nr. 14744), EDF (Nr. 13426), Centrica (Nr. 13872), SPE (Nr. 13997), Nuon (Nr. 13797) und Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 25(c) des Fragebogens ‚(potential) competitors electricity‘.

³⁷⁵ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 2(b).

³⁷⁶ Siehe Antworten von RWE (Nr. 13515), EdF (Nr. 13426), Centrica (Nr. 13872), SPE (Nr. 13997), Nuon (Nr. 13797) und Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 26(a) des Fragebogens ‚(potential) competitors electricity‘. Siehe auch Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 594.

³⁷⁷ Formblatt CO, S. 551.

³⁷⁸ Siehe Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf den Fragebogen ‚(potential) electricity competitors‘, S. 12.

³⁷⁹ Siehe beispielsweise den Fall COMP/M.3268 Sydkraft/Graninge oder den Fall COMP/M.3440 EDP/ENI/GDP.

³⁸⁰ Artikel 231 des Königlichen Erlasses vom 19. Dezember 2002 über die technische Regelung für den Betrieb des Stromübertragungsnetzes und des Zugangs zu diesem Netz. Ausführlichere Beschreibungen dieser Dienste siehe Antworten der CREG (Nr. 13256) und von Elia (Nr. 14133), Phase II.

(Regelenergie), der Tertiärreserve, der Spannungs- und Blindleistungsregelung, dem Engpassmanagement und dem *Black-Start-Dienst*.³⁸¹

685. Der einzige direkte Abnehmer dieser Dienste ist Elia, die als Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet ist, die Hilfsdienste einzusetzen.³⁸² Elia darf jedoch keine eigenen Stromerzeugungsanlagen besitzen.³⁸³ Sie stellt die Mittel zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen sicher, indem sie nach Ausschreibungen Verträge mit Dritten schließt.

686. Die Kosten der Hilfsdienste werden von Elia gedeckt über:

- a) den Tarif für die primäre Frequenzregelung, die Sekundärregelung des Leistungsgleichgewichts in der belgischen Regelzone und den *Black-Start-Dienst*. Dieser Tarif deckt unter anderem die Kosten für die Reservierung der Sekundär- und Tertiärreserve;
- b) den Tarif für die Spannungs- und Blindleistungsregelung;
- c) den Tarif für die Beseitigung von Engpässen;
- d) den Tarif für den Ausgleich der Verluste;
- e) den Tarif für den Ausgleich der viertelstündigen Bilanzkreisabweichungen. Dieser Tarif deckt die Kosten für die Aktivierung der Sekundär- und Tertiärreserve.

Während die Tarife a), b), c) und d) allen Netzbenutzern berechnet werden, die Energie entnehmen, wird der Tarif e) für die viertelstündigen Bilanzkreisabweichungen den einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen auf der Grundlage des Umfangs ihrer jeweiligen Abweichungen berechnet. Seit dem Geschäftsjahr 2006 basieren die über den Viertelstunden-Tarif erstatteten Kosten auf den tatsächlichen Kosten für die Aktivierung der Sekundär- und Tertiärreserven.³⁸⁴

687. So sind die Marktteilnehmer, in diesem Zusammenhang „Access Responsible Parties“ (ARP, Bilanzkreisverantwortliche) genannt, beispielsweise verpflichtet, Stromeinspeisung und –abnahme im Übertragungsnetz für jede Zeiteinheit von 15 Minuten im Gleichgewicht zu halten. Im Fall eines Ungleichgewichts, das die ARP

³⁸¹ Elia kauft auch Strom um Netzausgleichungen in ihrer Funktion als ÜNB für die Verteilernetze auszugleichen, die mit Spannungen zwischen 30 kV und 70 kV arbeiten. Abweichungen im Übertragungsnetz werden dagegen in Natura von den Bilanzkreisverantwortlichen ausgeglichen. (Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(a). Der zum Ausgleich von Abweichungen bezogene Strom ist zwar an das Netz gebunden, unterscheidet sich jedoch nicht von dem auf dem Stromgroßhandelsmarkt angebotenen Strom. Es ist daher richtiger, davon auszugehen, dass Elia auf diesem Markt als Käufer auftritt, um die Abweichungen in den Netzen auszugleichen.

³⁸² Kapitel XIII der technischen Regelung, Artikel 231 Absatz 3.

³⁸³ Gesetz vom 29. April 1999 über den Elektrizitätsmarkt. Moniteur Belge vom 11. Mai 1999. Siehe auch Antwort von Elia (Nr. 14119) auf Frage 1.

³⁸⁴ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(g).

nicht selbst ausgleichen können³⁸⁵, gleicht Elia die Lastabweichung unter Berechnung des entsprechenden Tarifs aus, indem sie ihre Sekundär- und Tertiärregelreserven aktiviert.

B.3.1.4 Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden

688. Die Parteien sind der Auffassung, dass die Lieferung an zugelassene Endkunden einen Markt darstellt und dass es nicht zweckmäßig ist, für verschiedene Kategorien zugelassener Kunden unterschiedliche Märkte zu definieren.

689. Die Marktuntersuchung hat jedoch bestätigt, dass zwischen dem Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden, die an das Übertragungsnetz (> 70 kV) angeschlossen sind, dem Markt der kleinen Industrie- und Gewerbekunden, die an das Verteilernetz (< 70 kV) angeschlossen sind, und den zugelassenen Haushaltskunden ein Unterschied besteht.³⁸⁶

690. Der Markt für Angebote an große Industrie- und Gewerbekunden muss von den Märkten der kleinen Industrie- und Gewerbekunden und der Haushaltskunden unter anderem aus den folgenden Gründen unterschieden werden:

Nachfrageseite:

- a) Das Verbrauchsprofil großer Industrie- und Gewerbekunden ist sehr stabil, wobei an Wochenenden ein geringerer Verbrauch vorliegt. Kleine Industrie- und Gewerbekunden haben dagegen einen geringeren Verbrauch und ein sehr variables Tagesprofil.³⁸⁷
- b) Bei großen Industrie- und Gewerbekunden wird immer fernabgelesen. Obwohl auch bei bestimmten, an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden fernabgelesen werden kann, wird bei ihnen meistens monatlich oder jährlich abgelesen.³⁸⁸
- c) Aufgrund dieser hohen Verbrauchsunterschiede haben große Industrie- und Gewerbekunden eine Nachfragemacht, die es ihnen ermöglicht, günstigere Preise zu erzielen als kleine Kunden.³⁸⁹ Die Preise für Industriekunden

³⁸⁵ Die Access Responsible Parties können das Ungleichgewicht selbst ausgleichen, indem sie mehr oder weniger Strom erzeugen, indem sie Strom bilateral mit anderen Access Responsible Parties handeln oder, in bestimmten Fällen, indem sie auf die Elia vorgehaltenen Reserven zugreifen.

³⁸⁶ Siehe Antworten auf den Fragebogen ‚Elektrizität Belgien Phase I‘. 15 von 22 Antworten befürworten eine Segmentierung der zugelassenen Kunden nach den in dieser Mitteilung der Beschwerdepunkte berücksichtigten Kriterien. Die meisten der 7 übrigen Antworten unterstützten ebenfalls das Bestehen unterschiedlicher Märkte für die Lieferung an zugelassene Kunden, schlugen jedoch andere Segmentierungskriterien vor.

³⁸⁷ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

³⁸⁸ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 24(b) des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

³⁸⁹ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

scheinen in der Tat unter denen zu liegen, die anderen Kunden eingeräumt werden.³⁹⁰

- d) Bei großen Industrie- und Gewerbekunden ist die Preiselastizität und somit die Wahrscheinlichkeit des Anbieterwechsels größer als bei kleinen Kunden.³⁹¹
- e) Für große Industrie- und Gewerbekunden ist das Image unwichtig³⁹²; bei der Wahl des Anbieters zählt nur der Preis.

Angebotsseite:

- a) Die Belieferung der großen Industrie- und Gewerbekunden beinhaltet *de facto* Backup-Verträge mit Erzeugern in Belgien und/oder Stromerzeugungskapazitäten in Belgien.³⁹³ Bestimmte Tätigkeitsgruppen großer Industrie- und Gewerbekunden führen zu Leistungsungleichgewichten, die mit einem Kundenstamm, der nur wenigen Dutzend TWh entspricht, nicht aufgefangen werden können.³⁹⁴
- b) Das Preisniveau, das etablierte Unternehmen großen Industrie- und Gewerbekunden gewähren, trägt dazu bei, den Einstieg in den Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden stark zu erschweren.³⁹⁵
- c) Im Markt für die Lieferung an Großkunden sind nur EDF und RWE spürbar als Wettbewerber von Suez (Electrabel) präsent. Auf den Märkten für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden (und an Haushaltskunden) sind EDF und RWE dagegen nicht präsent. Auf diesen Märkten sind Nuon, Essent und GDF (SPE) als Hauptwettbewerber von Electrabel präsent (siehe wettbewerbliche Würdigung unten). Die Angebotsstruktur dieser Märkte unterscheidet sich somit erheblich.
- d) Bei kleinen Industrie- und Gewerbekunden ist die Möglichkeit, duale Strom-/Erdgasverträge anbieten zu können, wesentlich³⁹⁶, während sie bei großen Industrie- und Gewerbekunden relativ unwichtig ist.

³⁹⁰ De Prijs van de elektriciteit per tarief component (persconferentie CREG, 5. Juli 2006), S. 11 (Nr. 14542).

³⁹¹ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

³⁹² Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

³⁹³ Antwort von EdF (Nr. 13426) auf Frage 24(a) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'. Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 5.

³⁹⁴ Antwort von EdF (Nr. 13426) auf Frage 24(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity' und Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 24(c) desselben Fragebogens.

³⁹⁵ Antwort von EdF (Nr. 13426) auf Frage 24(a) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

³⁹⁶ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

- e) Der Vertrieb für große Industrie- und Gewerbekunden erfordert Vertriebsingenieure, die auf die einzelnen Branchen spezialisiert sind. Kleinkunden werden von speziellen Account Managers betreut.
- f) Großkunden schreiben ihren Bedarf aus. Kleine Industrie- und Gewerbekunden (sowie Haushaltskunden) müssen dagegen über Call-Center und Außendienstmitarbeiter angesprochen werden.
- g) Großen Kunden müssen auf ihren individuellen Bedarf zugeschnittene Verträge angeboten werden. Kleine Kunden erhalten standardisierte Verträge.³⁹⁷ Große Kunden erhalten individuelle Preise, während für kleine Kunden Standardpreise gelten.

B.3.1.5 Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden

691. Kleine Industrie- und Gewerbekunden werden als Nichthaushaltskunden, die an das Verteilernetz (≤ 70 kV) angeschlossen sind, definiert. Wie bereits gesagt, muss dieser Markt von dem für die Lieferung an große Kunden abgegrenzt werden.
692. Vom Markt für die Lieferung an Privathaushalte muss der Markt für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden unter anderem aus den folgenden Gründen unterschieden werden:
- a) Kleine Industrie- und Gewerbekunden haben das Profil S11 oder S12, während Haushaltskunden das Profil S21 oder S22 aufweisen.³⁹⁸ Die Nachfrage von Haushaltskunden und kleinen Industrie- und Gewerbekunden weist somit ein unterschiedliches Profil auf.
 - b) Für Haushaltskunden gelten in hohem Maße standardisierte Produkte, Verträge und Preise.³⁹⁹
 - c) Für die Versorgung von Haushaltskunden gilt eine besondere, auf gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen beruhende Regelung.⁴⁰⁰ Dieser Schutz wird von den Anbietern bei Gewerbekunden nicht verlangt. Durch die Erfüllung dieser Regelung können Anbietern, insbesondere neuen Anbietern, hohe Kosten entstehen.⁴⁰¹
 - d) Sowohl der flämische Regulierer als auch der wallonische Regulierer weisen darauf hin, dass mehrere Anbieter erklärt hätten, im Privatkundensegment nicht tätig werden zu wollen. Dies bestätigt, dass zwischen dem Privat- und Gewerbekundenmarkt unterschieden werden muss. Der Brüsseler Regulierer

³⁹⁷ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 24(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

³⁹⁸ Siehe <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=16896#>.

³⁹⁹ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 24 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁰⁰ Antwort von CWAPE (Nr. 13209), VREG (Nr. 13108) und IBGE/BIM (Nr. 13537) auf Frage 3 der Fragebögen Phase II an CWAPE, VREG und IBGE/BIM.

⁴⁰¹ Antwort von VREG auf Frage 3, insbesondere unter A.1.

merkt an, dass es mehr als wahrscheinlich sei, dass der Markt für die Lieferung von Energie an Haushaltskunden vom Markt der Gewerbekunden unterschieden werden müsse.⁴⁰² Dies beinhaltet unterschiedlich strukturierte Angebote für die Lieferung an Haushaltskunden und für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden.

- e) Haushaltskunden weisen zudem als Debitoren ein höheres Risiko als Nichthaushaltskunden auf (für diese liegen Daten über das Zahlungsverhalten in ihrer Debitorenhistorie vor). Verstärkt wird dies dadurch, dass die Anbieter die Entgelte für die Übertragungs- und Verteilernetze bei den Kunden erheben und infolgedessen mit den Kunden zusammenhängende Debitorenrisiken eingehen.

B.3.1.6 Lieferung an zugelassene Haushaltskunden

- 693. Der Markt für die Lieferung an zugelassene Haushaltskunden besteht derzeit nur aus den Privathaushalten in Flandern. Die Haushalte in Brüssel und Wallonien werden erst mit ihrer Zulassung am 1. Januar 2007 zu diesem Markt stoßen.
- 694. Der Markt für die Lieferung an Haushaltskunden muss aus den bereits genannten Gründen von dem für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden unterschieden werden.
- 695. Obwohl die Untersuchung der Kommission bestätigt hat, dass eine Unterscheidung der verschiedenen Märkten nach dem belieferten Kundentyp zweckmäßig ist, ist diese Unterscheidung für die Würdigung des Zusammenschlussvorhabens unerheblich. Unabhängig davon, ob eine solche Unterscheidung beibehalten wird oder nach dem Vorschlag der Parteien ein weiter gefasster Markt für die Lieferung an zugelassene Kunden aller Kategorien betrachtet wird, würde die Schlussfolgerung der wettbewerblichen Würdigung gleich bleiben.

B.3.2 RÄUMLICH RELEVANTE MÄRKTE

B.3.2.1 Stromerzeugung und Stromgroßhandel

- 696. In ihren früheren Entscheidungen⁴⁰³ definierte die Europäische Kommission den Stromgroßhandelsmarkt im Allgemeinen als einen nationalen Markt. In einigen Fällen ließ sie die Möglichkeit, es könne sich über den nationalen Markt hinausgehende Märkte handeln, offen. Angesichts der Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG des Rates muss die Möglichkeit der Entstehung von Märkten, die über die Landesgrenzen hinausgehen, untersucht werden. Bei der Entscheidung der Frage, ob ein Markt eine nationale oder eine größere Dimension hat, stützte sich die Kommission häufig auf das Vorliegen von Beschränkungen der verfügbaren Kapazität in den Verbindungsleitungen zu Nachbarländern.

⁴⁰² Antwort von CWAPE (Nr. 13209), VREG (Nr. 13108) und IBGE/BIM (Nr. 13537) auf Frage 3 der Fragebögen Phase II an CWAPE, VREG und IBGE/BIM.

⁴⁰³ COMP/M.3075 bis 3080 vom 13. Dezember 2003, COMP/M.3318 ECS/Sibelga vom 19. Dezember 2003. Siehe beispielsweise EDP/ENI/GDP.

697. Die Marktuntersuchung hat bestätigt, dass der Großhandelsmarkt ein nationaler Markt ist. Die überwiegende Mehrheit der Antworten betrachtet diesen Markt als nationalen Markt. Als Hauptgrund hierfür wird häufig die Knappheit der Verbindungsleitungskapazität genannt.⁴⁰⁴
698. Das Netz von Elia bildet mit den Übertragungsnetzen der Niederlande und Frankreichs sowie mit dem Netz von Sotel in Luxemburg einen Verbund.

Das Netz von Sotel in Luxemburg

699. Das belgische Netz ist mit einem Teil des luxemburgischen Netzes, und zwar dem Sotel-Netz, zum Verbund zusammengeschaltet. Das Sotel-Netz deckt nur einen Teil Luxemburgs ab und bildet mit keinem anderen Netz außer dem von Elia einen Verbund, nicht einmal (im Normalbetrieb) mit dem Cegedel-Netz, welches das restliche Staatsgebiet Luxemburgs abdeckt.⁴⁰⁵
700. Zwischen den Netzen von Elia und Sotel liegt kein Engpass vor. Elia liefert Hilfsdienste und Regelenergie für den Betrieb des Sotel-Netzes nach den gleichen Marktregeln wie für das belgische Netz.⁴⁰⁶
701. Die Zugehörigkeit des Netzes von Sotel zum räumlichen belgischen Markt ist jedoch zu bezweifeln, da Elia und Sotel keine Preise für die Nutzung des Netzes von Sotel festgelegt haben.⁴⁰⁷ Nach Ansicht der Kommission ist es daher für Dritte schwierig, wenn nicht unmöglich, den an das Sotel-Netz angeschlossenen Kunden Strom anzubieten. Die Wettbewerbsbedingungen des Netzes von Elia und von Sotel unterscheiden sich somit erheblich.
702. Diese Frage kann jedoch offen gelassen werden, da die Stellungen der Parteien durch das Einbeziehen oder Ausnehmen des Sotel-Netzes nicht wesentlich beeinflusst werden. Für die Zwecke dieser Entscheidung werden das Sotel-Netz und die Aktivitäten der Parteien in dem von diesem Netz versorgten Raum Luxemburgs nicht berücksichtigt.⁴⁰⁸

Verbindungsleitungen zwischen Belgien, Frankreich und den Niederlanden

703. Nach Angaben der Parteien betrug die Engpassquote (Zahl der Stunden, in denen die Kapazitätsnachfrage höher als die verfügbare Kapazität ist, in Prozent der Gesamtstundenzahl) von Frankreich nach Belgien [40-50]* % in 2003, [20-30]* % in

⁴⁰⁴ Antworten auf Frage 66 des ‚Customer and competitor questionnaire Belgium‘, Phase I.

⁴⁰⁵ Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 13584), S. 2/9.

⁴⁰⁶ Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 13584), S. 3/9, Merkblatt zu den Stromübertragungs- und Stromverteilernetzen des Großherzogtums Luxemburg.

⁴⁰⁷ Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 13584), S. 7/9.

⁴⁰⁸ Durch die Einbeziehung des Sotel-Netzes würden die Marktanteile der Parteien steigen, da das Kraftwerk Twinerg von Suez (Electrabel) in das Netz von Sotel einspeist und eine (Netto-)Ausfuhr eines Teils seiner Stromerzeugung nach Belgien bewirkt. Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 13584), Merkblatt zu den Stromübertragungs- und Stromverteilernetzen des Großherzogtums Luxemburg.

2004 und [20-30]* % in 2005. In umgekehrter Richtung (von Belgien nach Frankreich) waren Engpässe in diesem Zeitraum selten.

704. Für die belgisch-niederländische Verbindungsleitung betrug die Engpassquote von Belgien in die Niederlande nach Angaben der Parteien [20-30]* % in 2003, [30-40]* % in 2004 und [40-50]* % in 2005. In umgekehrter Richtung kam es in diesem Zeitraum selten zu Engpässen.
705. Die Richtung der Engpässe an der südlichen und nördlichen Grenze Belgiens zeigt, dass Belgien ein Transitland für den in Frankreich erzeugten und in den Niederlanden verbrauchten Strom darstellt. Diese Feststellung deckt sich mit den durchgängigen Strompreisunterschieden zwischen diesen Ländern, wobei die Preise in Frankreich im Allgemeinen niedriger als in Belgien und in den Niederlanden höher sind.
706. Ein Anstieg der Preise in Belgien wird die Nachfrage nach Einfuhren aus Frankreich erhöhen. Da die Verbindungsleitung an der südlichen Grenze Belgiens bereits durch eine hohe Engpassquote in Richtung Belgien gekennzeichnet ist, können Einfuhren aus Frankreich keinen zusätzlichen Wettbewerbsdruck ausüben.
707. Die Engpassrichtung zwischen den Niederlanden und Belgien ermöglicht grundsätzlich höhere Stromeinfuhren. Der in den Niederlanden erzeugte Strom kann jedoch keinen Wettbewerbsdruck auf das Preisniveau in Belgien ausüben, da niederländischer Strom deutlich teurer als der in Belgien erzeugte Strom ist (was natürlich erklärt, warum die Verbindungsleitung in die andere Richtung überlastet ist).
708. Festzustellen ist:
- a) Der Strompreis in den Niederlanden lag 2005 an Wochentagen sowie an Wochenenden und Feiertagen im Schnitt rund 5 % über dem Preis des in Belgien verfügbaren Stroms⁴⁰⁹;
 - b) auf die Zeiteinheit Stunde bezogen, lag der Strompreis in den Niederlanden im Jahr 2005 während 41 % der Stunden mehr als 5 % über dem Strompreis in Belgien⁴¹⁰;
 - c) saisonal betrachtet, weichen die durchschnittlichen monatlichen Strompreise in den Niederlanden und Belgien stark voneinander ab; die größte Differenz ist mit 10 % oder sogar mehr im November, Dezember und Januar zu verzeichnen⁴¹¹.
709. Erhebliche und dauerhafte Preisunterschiede sind ein greifbarer Beweis dafür, dass die Stromerzeuger der Niederlande keinen größeren Wettbewerbsdruck auf die in Belgien niedergelassenen Stromerzeuger ausüben. Die genannten Daten reichen aus, um zu

⁴⁰⁹ Factors affecting geographic market definition and merger control for the Dutch electricity sector (June 2006) Final report; non-confidential version (Nr. 16832), S. 2.

⁴¹⁰ Factors affecting geographic market definition and merger control for the Dutch electricity sector (June 2006) Final report; non-confidential version (Nr. 16832), S. 24.

⁴¹¹ Factors affecting geographic market definition and merger control for the Dutch electricity sector (June 2006) Final report; non-confidential version (Nr. 16832), S. 30.

vertreten, dass der belgische Markt gegenüber dem der Niederlande einen eigenständigen räumlichen Markt darstellt.

710. Auch bei den Forward-Preisen der Niederlande und Belgiens ist bis 2008 keine Konvergenz festzustellen.⁴¹² Die Marktteilnehmer nehmen somit keine Entwicklung des Handels zwischen Belgien und den Niederlanden (wie Erhöhungen der Verbindungsleitungskapazität oder die Einführung eines Verbundes der Märkte) vorweg, die zu einer stärkeren Integration der belgischen und niederländischen Märkte als heute führen könnte.

711. Zur potenziellen Ausübung von Wettbewerbsdruck durch Stromeinfuhren ist hinzuzufügen:

- a) Die Eigenständigkeit des räumlichen belgischen Marktes gegenüber den Märkten der Niederlande und Frankreichs wird auch durch Folgendes untermauert: Ein Anbieter, der in Belgien eingeführten Strom weiterverkauft, ist nicht bereits dann wettbewerbsfähig, wenn die Preise dieser Stromeinfuhren nur zu bestimmten Stunden, Tagen oder Jahreszeiten wettbewerbsfähig sind, da sich ein Anbieter gegenüber seinen Kunden zur kontinuierlichen Lieferung von Strom über längere Zeiträume verpflichtet;
- b) die Preise für die Lieferung an Endkunden werden oft für mehrere Jahre festgelegt. Die Verfügbarkeit der Verbindungsleitungskapazität und die damit verbundenen Preise sind jedoch höchstens für ein Jahr im Voraus bekannt.⁴¹³ Dadurch entstehen Stromanbietern, die ihren Bedarf vollständig oder teilweise importieren, Risiken⁴¹⁴, umso mehr, als die Gewinnspannen bei der Lieferung gering sind;
- c) die Bilanzkreisabweichungsrisiken sind nicht symmetrisch. Marktteilnehmer, die von Stromeinfuhren abhängig sind, sind diesen Risiken in höherem Maße ausgesetzt als Marktteilnehmer, die über (flexible) Stromerzeugungskapazität in Belgien verfügen. Die Kapazitäten der Verbindungsleitungen müssen am Vormittag des Tages vor der physischen Lieferung nominiert werden. Nachfrageänderungen, die erst danach bekannt werden, können nicht ausgeglichen werden und erfordern die Bereitstellung von Regelleistung.⁴¹⁵ Selbst wenn bei der Prognose der Nachfrage keine Fehler gemacht werden, sind die Bilanzkreisabweichungsrisiken höher, da die Nominierungen der

⁴¹² Factors affecting geographic market definition and merger control for the Dutch electricity sector (June 2006) Final report; non-confidential version (Nr. 16832), S. 32.

⁴¹³ Die Produkte auf den Aktionen der Verbindungsleitungskapazitäten haben eine maximale Laufzeit von einem Jahr.

⁴¹⁴ Antwort von EdF auf Frage 28(e) in den ergänzenden Antworten (Nr. 13758) auf den Fragebogen '(potential) competitors electricity'. Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 28(a) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴¹⁵ Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 23(h) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'. Ähnliche Gründe im Zusammenhang mit dem Nominierungsschluss an den Grenzen Deutschlands und der Niederlande und der Schließung der Strombörse EEX erschweren die Einfuhr aus Deutschland (Antwort von Vattenfall (Nr. 13541) auf Frage 28(a) des Fragebogens '(potential) competitors electricity').

Verbindungsleitungskapazitäten stündlich erfolgen, während das belgische Regelennergiesystem mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten arbeitet.⁴¹⁶ Infolgedessen können selbst Nachfrageschwankungen (wie sie bei Tagesanbruch auftreten), die innerhalb einer Stunde richtig vorhergesehen werden, nicht ausgeglichen werden und erfordern die Bereitstellung von Regelleistung. Alle Wettbewerber der Parteien setzen auf Stromeinfuhren oder besitzen eigene Stromerzeugungskapazitäten in Belgien, die keinen Ausgleich mit eigenen Mitteln (Self-Balancing) ermöglichen. Das am 1. Januar 2006 eingeführte neue Bilanzausgleichssystem wird, auch wenn es jetzt auf den tatsächlichen Kosten für die Aktivierung der Sekundär- und Tertiärregelreserven beruht⁴¹⁷, aufgrund des Wegfalls des zuvor bestehenden Spielraums von +10 % als die neuen Anbieter noch stärker benachteiligt betrachtet⁴¹⁸.

Die mit Einfuhren verbundenen Risiken werden durch die weiter unten geschilderten Erfahrungen von RWE, Nuon und SourcePower bestätigt.

Wie die Parteien betonten, sieht der Fahrplan, der von CRE, CREG und DTE am 7. Dezember 2005 ausgearbeitet wurde, die Einführung eines Mechanismus für den grenzüberschreitenden „Intraday-Handel“ vor. Die Einführung eines solchen Mechanismus würde es den Importeuren ermöglichen, die Einfuhrmengen weniger als einen Tag vor der physischen Lieferung zu ändern und könnte so die mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel verbundenen Risiken in gewisser Weise begrenzen.

Die ÜNB haben jedoch am 1. August 2006 lediglich einen ersten Vorschlag für ein Intraday-Handelssystem gemacht, und es kann erst nach Zustimmung der drei betroffenen Regulierer eingeführt werden. Denkbar ist jedoch, dass der Intraday-Handel auch nach der Einführung nur eingeschränkt genutzt wird, da nicht vorgesehen ist, dass spezielle Verbindungsleitungskapazitäten gebucht werden.⁴¹⁹ Die Verfügbarkeit der Kapazität für den Intraday-Handel hängt somit wesentlich von Netzexternalitäten, den so genannten „Loop-Flows“, ab.⁴²⁰ Loop-Flows sind per definitionem in hohem Maße unvorhersehbar, und das Gleiche gilt infolgedessen für die Möglichkeit des Intraday-Handels;

- d) die Nettostromeinfuhren Belgiens betragen 2005 fast 6,2 TWh, was gegenüber 2004 einem Rückgang um ca. 1,6 TWh entspricht.

⁴¹⁶ Siehe auch Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf den Fragebogen ‘(potential) electricity competitors’, S. 10, und Antwort auf Frage 23(h) sowie Antwort von Essent (Nr. 13797) auf Frage 24 desselben Fragebogens.

⁴¹⁷ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(g).

⁴¹⁸ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 3 des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

⁴¹⁹ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 2(i).

⁴²⁰ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 2(h).

712. In der Mitteilung der Beschwerdepunkte hatte die Kommission darauf hingewiesen, wie wichtig es ist, über Stromerzeugungskapazität in Belgien zu verfügen. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte betonten die Parteien, dass es für den Zugang zu den Versorgungsmärkten in Anbetracht der verfügbaren Verbindungsleitungskapazitäten und der ausreichenden Möglichkeiten der Wettbewerber, Kraftwerke zu errichten, keineswegs erforderlich sei, über Kraftwerke in Belgien zu verfügen.⁴²¹
713. Die Argumentation lässt außer Acht, dass erhebliche Schranken für den Bau neuer Kraftwerke bestehen (siehe unten) und dass die Stromeinfuhr durch andere Faktoren (bereits ausgeführt) beeinflusst wird; daher ist es irreführend zu behaupten, es genüge, über Einfuhrkapazitäten zu verfügen, um sich als ernsthafter Wettbewerber zu etablieren.
714. Bereits in ihrer Mitteilung der Beschwerdepunkte betonte die Kommission, dass die Nachteile, die mit der Abhängigkeit von Einfuhren verbunden sind, durch die mangelnde Liquidität des Stromhandelsmarktes in Belgien noch verstärkt werden. Dies lässt sich am Beispiel mehrerer Wettbewerber der Parteien, die versucht haben, in den belgischen Markt einzusteigen, verdeutlichen.

RWE

715. RWE hat im Jahr 2000 versucht, in den belgischen Markt einzusteigen. Geplant war ein großer Kundenstamm, der unter anderem über Einfuhren versorgt werden sollte. In der Folge hatte RWE aufgrund der Engpässe Probleme, Verbindungsleitungskapazitäten zu erwerben, und musste ihren Kundenstamm 2001 und 2002 abgeben.⁴²²
716. Später stieg RWE in den belgischen Markt ein, indem sie in einem Jointventure mit Suez (Electrabel) ein Kraftwerk in Zandvliet errichtete, das hauptsächlich zur Belieferung eines einzigen Industriekunden, BASF, bestimmt war. Trotz des Zugang zu Erzeugungskapazität war RWE jedoch nicht in der Lage, ihre Geschäftstätigkeit auszubauen. Denn: *„RWE war auf dem Markt der Stromlieferung an große Industriekunden von 2000 bis 2004 tätig, aber [...] entschied letztendlich, sich vom Markt zurückzuziehen. [...] Selbst mit der Unterstützung der (sehr geringen) Erzeugungskapazitäten⁴²³ war es aufgrund der starken Abhängigkeit vom Großhandelsmarkt nicht möglich, die Kunden zu bedienen. RWE ist aufgrund ihrer eigenen (recht beträchtlichen) Erfahrungen in der Zeit von 2001 bis 2004 zu dem Schluss gelangt, dass dem belgischen Großhandelsmarkt die Liquidität fehlte und noch immer fehlt, um zusätzliche flexible Profile zu wettbewerbsfähigen Preisen zu erwerben.“⁴²⁴*

⁴²¹ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 630.

⁴²² Antwort von RWE (Nr. 14744) auf Frage 18 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴²³ Verweis auf das Kraftwerk von RWE in Zandvliet.

⁴²⁴ Antwort auf Frage 4 im Schreiben von RWE vom 17. August 2006 (Nr. 15303). *“RWE has been active in the market for the supply of electricity to large industrial customers from 2000 to 2004 but [...] eventually decided to exit. [...] it turned out that, even with the back-up of (minor) generation capacities⁴²⁴, it was not feasible to serve customers being largely dependent on the wholesale market. In particular RWE concluded, based on its own – quite extensive – experiences from 2001 through 2004, that*

717. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁴²⁵ merkten die Parteien an, dass RWE durchaus in der Lage gewesen sei, ihre belgischen Kunden über das niederländische Netz mit dem in Deutschland erzeugten Strom zu versorgen, da zwischen den Niederlanden und Belgien kein Engpass vorgelegen habe. Sie ergänzen, dass ein etwaiger Engpass an der Grenze zwischen den Niederlanden und Deutschland unter Berücksichtigung der Kontrolle über RWE Transportnetze Strom GmbH, dem ÜNB auf der deutschen Seite dieser Grenze, von RWE selbst zu vertreten sei.
718. Dieses Argument ist zurückzuweisen. Es stimmt, dass die Verbindungsleitung zwischen den Niederlanden und Belgien selten engpassbehaftet ist. Dagegen bestätigt die Kommission, dass dies bei den Verbindungsleitungen der Niederlande und von Deutschlands in Richtung Niederlande häufig der Fall ist. Das Argument ändert somit nichts am Argument der Kommission. Dass RWE die RWE Transportnetze Strom GmbH kontrolliert, ist in diesem Zusammenhang irrelevant.

SourcePower

719. Auch das Beispiel SourcePower⁴²⁶ veranschaulicht die Risiken, die mit einer auf Einführen beruhenden Strategie verbunden sind.
720. SourcePower stieg im Januar 2002 in den belgischen Markt ein, importierte den Strom über die Verbindungsleitung an der Grenze zwischen Frankreich und Belgien aus der Schweiz⁴²⁷ und baute einen Kundenstamm auf, der nach Angaben von SourcePower 7 % des damaligen liberalisierten Marktes Flanderns entsprach.⁴²⁸
721. Im Mai 2002 war es SourcePower nicht möglich, Strom über die Verbindungsleitung an der Grenze zwischen Frankreich und Belgien sowie über die Verbindungsleitung zu den Niederlanden zu importieren, so dass das Unternehmen gezwungen war, Strom bei Suez (Electrabel) zu kaufen, der einzigen Bezugsquelle, die Stromerzeugungskapazitäten in Belgien besaß. Liefertransaktionen fanden jedoch nicht statt, obwohl SourcePower dazu bereit war. SourcePower war somit dem Bilanzausgleichssystem von ELIA ausgesetzt (zu Preisen, die deutlich über denen der ursprünglichen Bezugsquelle in der Schweiz lagen⁴²⁹) und später aus finanziellen Gründen gezwungen, die Versorgungstätigkeiten einzustellen.

the Belgian wholesale market lacked – and is still lacking- the degree of liquidity required to gain flexible complementary profiles at competitive prices”.

⁴²⁵ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 581.

⁴²⁶ Siehe Schreiben von SourcePower im Zusammenhang mit diesem Verfahren vom 31. Mai 2006 (Nr.) und vom 19. September 2006 (Nr.).

⁴²⁷ Antwort von SourcePower (Nr. 10595) auf den Fragebogen Phase I, S. 11.

⁴²⁸ Antwort von SourcePower (Nr. 10595) auf den Fragebogen Phase I, S. 40.

⁴²⁹ Antwort von SourcePower (Nr. 10595) auf den Fragebogen Phase I, S. 44.

722. Festzustellen ist, dass SourcePower nicht gezwungen gewesen wäre, sich an Suez (Electrabel) zu wenden, wenn sie Zugang zu eigener Erzeugungskapazität oder zu einem liquiden Stromhandelsmarkt gehabt hätte.⁴³⁰

Nuon

723. Nuon betonte ebenfalls die Schwierigkeiten, die mit einer auf Stromeinfuhren beruhenden Markteintrittsstrategie verbunden sind, vor allem vor dem Hintergrund eines illiquiden Handelsmarktes und der gestiegenen Bedeutung des Zugangs zu flexibler Erzeugungskapazität. Nuon führt insbesondere Folgendes an:⁴³¹

- *[...] die fehlende Liquidität auf dem Großhandelsmarkt (der Großhandelsmarkt⁴³² ist ein Markt – wenn er diesen Namen verdient, beispielsweise durch ausreichende Liquidität für 2007 oder für 2008, 2009 usw. –, der in Lieferungen von Grund- oder Spitzenlastblöcken oder –einzelstunden besteht) verringert unsere Möglichkeiten, solche großen Mengen zu liefern. Wir sind auch nicht in der Lage, solche großen Mengen zu importieren. Aufgrund der Risiken, die mit den Grenzübergängen verbunden sind, sind wir gezwungen, bei lokalen Erzeugern zu kaufen, die uns nicht immer Angebote machen oder uns Angebote zu Preisen über den Notierungen der Endex⁴³³ machen.*
- *Abgesehen von diesen Blöcken, muss ein Lieferant noch „shapen“, d. h. sich die restlichen Mengen zwischen dem tatsächlichen Profil (kontinuierlich und wechselhaft auf Tages-/Wochen-/Monats-/Saisonbasis) und den Blöcken des Großhandelsmarktes beschaffen. Nuon muss somit auch diese restlichen Mengen importieren, weil ein solches Produkt am Markt nicht verfügbar ist. Wir können sie aufgrund des Grenzzrisikos nicht importieren. [...]*
- *Balancing: Aufgrund des Bilanzausgleichssystems von Elia sind die Bilanzkreisabweichungsrisiken der großen Einzelkunden sehr hoch. Nuon hat keine „pump stations“⁴³⁴, die diese Risiken eindämmen können; darüber hinaus ermöglicht es der grenzüberschreitende Handel nicht, viertelstündige Profiländerungen auf geeignete Weise zu bedienen⁴³⁵.*

*[...] Das nahezu vollständige Fehlen von Möglichkeiten, flexible Stromerzeugung zu erhalten, entweder über eigene Kraftwerke oder über vertragliche Positionen, ermöglicht es Nuon Belgique nicht, eine aktive Rolle zu spielen [...]*⁴³⁶.

⁴³⁰ Antwort von SourcePower (Nr. 10595) auf den Fragebogen Phase I, S. 91.

⁴³¹ Schreiben von Nuon (Nr. 17399) vom 15. September 2006. Es ist darauf hinzuweisen, dass Nuon ihre Bemerkungen im Zusammenhang mit der Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden machte. Diese Argumente gelten jedoch auch für die anderen Strommärkte.

⁴³² Mit ‘wholesale markt’ beschreibt Nuon den Markt, der in dieser Entscheidung als „Handelsmarkt“ bezeichnet wird.

⁴³³ Endex ist eine Stromhandelsplattform, über die OTC-Kontrakte zur Lieferung über das belgische Netz gehandelt werden.

⁴³⁴ Hierbei handelt es sich um Erzeugungsanlagen, die besonders geeignet sind, die Stromerzeugung an die sich ändernde Nachfrage anzupassen, was notwendig ist, da Strom nicht gespeichert werden kann.

⁴³⁵ Mit dem Beispiel von Nuon kann auch das oben ausgeführte Argument untermauert werden, dass die Stromeinfuhr erhebliche Risiken birgt, die mit dem Bilanzausgleichssystem zusammenhängen.

⁴³⁶ Schreiben von Nuon (Nr. 17399) vom 15. September 2006.

724. In vielen Antworten wurde betont, welche Bedeutung das Fehlen eines liquiden Marktes für den physischen und finanziellen Stromhandel in Belgien hat.⁴³⁷ Denn die Beschränkungen durch die knappen Verbindungsleitungskapazitäten werden durch die fehlende Liquidität des Stromhandelsmarktes noch verstärkt. Benachteiligt werden dadurch vor allem diejenigen Parteien, die keine oder nur geringe Stromerzeugungskapazität in Belgien besitzen.⁴³⁸

725. Auf dem Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbetunden sind die Nachteile der von Einfuhren abhängigen Anbieter noch größer. Denn die Mengen, die diese Kunden verbrauchen, erfordern de facto so genannte Back-up-Verträge, um bei Unwägbarkeiten starke Bilanzkreisabweichungen zu vermeiden. Aufgrund der Ungewissheit der verfügbaren Verbindungsleitungskapazität ist es nicht möglich, Back-up-Verträge mit ausländischen Stromerzeugern zu schließen.⁴³⁹ Dies zwingt die von Einfuhren abhängigen Anbieter, Back-up-Verträge mit Erzeugern zu schließen, die Erzeugungskapazität in Belgien besitzen.

726. Die Kommission vertritt in jedem Fall die Auffassung, dass es sich bei dem Markt für den Stromgroßhandel in Belgien um einen nationalen Markt handelt.

B.3.2.2 Stromhandel

727. Die Kommission hat das Bestehen eines europäischen Marktes für Stromhandel bereits früher ausgeschlossen.⁴⁴⁰ Sie stützte sich auf strukturelle Gründe wie die begrenzte Verfügbarkeit von Verbindungsleitungskapazitäten, die die Arbitragemöglichkeiten der Händler in den einzelnen Mitgliedstaaten einschränken. Sie machte auch geltend, dass

-
- *[...] het feit dat er geen liquiditeit is op de wholesale markt (tz de wholesale markt is een markt -als ze al voldoende liquide is voor bv 2007 of als ze al voldoende bestaat voor 2008, 2009, etc ...- die bestaat uit blok leveringen "strips" van baseload of piekload) beperkt onze mogelijkheden om zulke grote volumes te beleveren. We kunnen zulke grote volumes ook slechts beperkt importeren. Als gevolg van cross-border risico's zijn we genoodzaakt te sourcen bij lokale producenten die niet altijd offertes voor ons maken of offertes maken boven Endex noteringen.*
 - *Naast zulke blokken dient een leverancier effectief nog te "shapen", tz de residuele volumes tussen effectief profiel (cf continue en grillig op dag/week/maand/seizoensbasis) en wholesale blokken. Nuon dient dan ook nog deze residuele volumes te importeren omdat zulk product niet beschikbaar is op de markt. We kunnen dit niet omwille van cross border risk [...]*
 - *Balancing: omwille van het Elia onbalanssysteem lopen de balancing risico's van grote individuele klanten erg op. Nuon heeft oa geen pump stations die balancing risks kunnen mitigeren, alsook de cross border laat niet op een adequate manier toe om profielschommelingen op kwartierbasis te bedienen.*
[...] Het vrijwel ontbreken van mogelijkheden om voldoende flexibele productie van electriciteit te bemachtigen, ofwel via eigen centrales ofwel via contractuele posities, maakt het voor Nuon België niet mogelijk om een actieve rol [...] te spelen.

⁴³⁷ Siehe beispielsweise die Antworten auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity' von Nuon (Nr. 13797), Centrica (Nr. 13872), Theolia (Nr. 13285), Iberdrola (Nr. 14002), EDF (Nr. 15074), Total (Nr. 13842) und Essent (Nr. 13297).

⁴³⁸ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴³⁹ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 5. Antwort von Vattenfall (Nr. 13541) auf Frage 28(e) des Fragebogens '(potential) competitors'.

⁴⁴⁰ JV28 Sydkraft/Hew/Hansa Energy Trading vom 30. November 1999 und M.3210 EDF/EDFT vom 26. August 2003.

das Nichtvorliegen von Standardkontrakten oder zumindest vergleichbaren Kontrakten die Arbitrage erschwert.

728. Aus den Gründen, die bereits für den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarkt dargelegt wurden, ist der räumliche Markt für den Stromhandel ein nationaler Markt. Darüber hinaus unterscheiden sich die in Belgien und den Nachbarländern gehandelten Kontrakte, insbesondere die Spitzenlastkontrakte, was die Arbitrage zwischen dem belgischen Handelsmarkt und den Handelsmärkten anderer Länder erschwert.
729. Dem ist hinzuzufügen, dass der belgische Stromhandelsmarkt im Vergleich zu den Nachbarländern nicht liquide ist und daher ganz unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen aufweist (siehe unten).
730. Die Parteien schließen sich der Praxis der Kommission an und betrachten den Stromhandelsmarkt als einen nationalen Markt, machen jedoch geltend, dass sich die Situation auf dem Stromhandelsmarkt mit der kürzlichen Erweiterung der Verbindungsleitungskapazität geändert habe. Die Einführung der Strombörse BELPEX und der Verbund der Börsen würden sich ebenfalls positiv auf die Bedingungen dieses Marktes auswirken.
731. Die Kommission hat im Übrigen das Vorliegen von Märkten, die über die östliche und westliche Regelzone Dänemarks hinausgehen, bezweifelt. Denn die Strombörse Nordpool, die einen echten Verbund der Übertragungsnetze der verschiedenen nordeuropäischen Staaten darstellt, spricht eher für einen supranationalen Markt als der in diesem Fall geplante lose Verbund der Strombörsen Frankreichs und der Niederlande mit der belgischen Börse BELPEX (derzeit nicht aktiv).⁴⁴¹
732. Infolgedessen können auch die Einführung der Strombörse BELPEX und der Verbund mit den Niederlanden und Frankreich (ein System, das Ähnlichkeiten zu dem in den skandinavischen Ländern betriebenen System Nordpool aufweist) zu keiner anderen Schlussfolgerung im Hinblick auf den räumlichen Stromgroßhandelsmarkt Belgiens führen. Denn obwohl die Einführung eines Börsenverbundes zu einer effizienteren Nutzung der Verbindungsleitungskapazitäten führen kann, ändert er doch nichts an den physischen Beschränkungen der betroffenen Netze. An der Engpasssituation dürfte sich mit hoher Wahrscheinlichkeit vor allem in Spitzenzeiten nichts ändern.⁴⁴²

B.3.2.3 Hilfsdienste und Regelenergie

⁴⁴¹ Die Verbindungsleitungskapazitäten zwischen Ostdänemark und den Nordpool-Zonen sowie die Verbindungsleitungskapazitäten zwischen Westdänemark und den Nordpool-Zonen sind beispielsweise deutlich höher (74 % bzw. 67 % der Spitzennachfrage) als die verfügbare Verbindungsleitungskapazität an der südlichen und nördlichen Grenze Belgiens. Für Belgien wird diese Zahl auf rund 34 % geschätzt (4,7 GW Verbindungsleitungskapazität in 2005 / 13,7 GW Spitzennachfrage am 20. Dezember 2004 um 18:30 Uhr). Die Verbindungsleitungskapazität in Nordpool wird gegenwärtig über die implizite Auktion effizienter zugeteilt, und das Bestehen eines Marktes der Derivate kann bestimmte Risiken im Zusammenhang mit der grenzüberschreitenden Versorgung ausgleichen. Siehe auch M.3868 DONG/ELSAM/Energi E2 vom 14. März 2006. Die nationale Dimension des dänischen Stromgroßhandelsmarktes wurde auch in der Entscheidung der dänischen Wettbewerbsbehörde zum Zusammenschluss Elsam/NESA im Jahr 2004 geltend gemacht.

⁴⁴² Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 26(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

733. Gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission sind die Märkte für Hilfsdienste und Regelenergie nationale Märkte⁴⁴³ bzw. durch die Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers begrenzte Märkte⁴⁴⁴. Elia betreibt auch das Sotel-Netz in Luxemburg, was jedoch für die Würdigung des Zusammenschlussvorhabens unerheblich ist.⁴⁴⁵
734. Die Parteien sind einhellig der Meinung, dass der Markt für Hilfsdienste und Regelenergie ein nationaler Markt ist. Die Antworten auf die Marktuntersuchung bestätigen mehrheitlich, dass es sich beim Markt für Hilfsdienste und Regelenergie um einen nationalen Markt handelt.⁴⁴⁶
735. Die Spannungs- und Blindleistungsregelung, die Black-Start-Kapazität und die Engpassmanagementdienste können in der Tat aus rein technischen Gründen nur von Unternehmen bezogen werden, die Erzeugungskapazitäten besitzen, welche an die betreffende Regelzone angeschlossen sind. Der internationale Rechtsrahmen der UCTE schränkt den Kauf der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven durch ÜNB außerhalb der Regelzone ebenfalls stark ein.⁴⁴⁷ Dies erfordert zudem die Buchung von Verbindungsleitungskapazität, was aufgrund von deren Knappheit eine zusätzliche Beschränkung darstellt. EDF bestätigt in der Tat, dass derzeit nur Stromerzeuger aus der belgischen Regelzone Zugang zu Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven haben.⁴⁴⁸
736. Die CREG bestätigt, dass in den Verträgen, die Elia für 2006 über Hilfsdienste geschlossen hat, alle Hilfsdienste mit Ressourcen sichergestellt werden, die sich in der belgischen Regelzone befinden. Der Hilfsdienst, der am ehesten mit Ressourcen außerhalb der Regelzone von Elia sichergestellt werden kann, ist die Tertiärregelreserve.⁴⁴⁹ Elia teilte mit, dass eine Beschaffung außerhalb Belgiens nur in sehr geringem Maße erfolgte.⁴⁵⁰ Dabei handelt es sich jedoch um eine von Elia organisierte Inter-TSO-Tertiärregelreserve als Letztreserve zwischen RTE und TenneT, den Betreibern des französischen bzw. niederländischen Übertragungsnetzes, so dass

⁴⁴³ COMP/M.3696 E.ON/MOL vom 12. Dezember 2005.

⁴⁴⁴ COMP/M.2947 – Verbund/EnergieAllianz vom 11. Juni 2003.

⁴⁴⁵ Elia ist der einzige Abnehmer der Hilfsdienste und der Regelenergie. Die einzige Stromerzeugungsanlage, die an das Sotel-Netz angeschlossen ist, gehört Suez (Electrabel), so dass ausgeschlossen ist, dass die Berücksichtigung von Stromerzeugern aus Luxemburg, die an das von Elia betriebene Netz angeschlossen sind, einen Wettbewerbsdruck auf den Markt für Hilfsdienste und Regelenergie ausüben kann.

⁴⁴⁶ Siehe Antworten auf Frage 69 des Fragebogens, Phase I.

⁴⁴⁷ Antwort von RWE (Nr. 14744) auf Frage 30 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’. Siehe auch Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 30 des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

⁴⁴⁸ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 30 des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

⁴⁴⁹ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(c).

⁴⁵⁰ Antwort von Elia (Nr. 13575) auf Frage 1(e) des Fragebogens Phase II.

diese Käufe keine Käufe bei Stromunternehmen außerhalb der Regelzone darstellen, die im Wettbewerb zu denen der belgischen Regelzone stehen.⁴⁵¹

737. Der Markt für Hilfsdienste und Regelenergie ist somit ein nationaler Markt.

B.3.2.4 Lieferung an große und kleine Industrie- und Gewerbetunden

738. Die Kommission stellte mehrfach⁴⁵² fest, dass die Märkte für die Lieferung an nachgelagerte Kunden nationale Märkte sind.

739. Aus den bereits genannten Gründen ist in der Tat nicht denkbar, dass die Märkte für die Lieferung an Endkunden über die Landesgrenzen hinausgehen.

B.3.2.5 Lieferung an Haushaltskunden

740. Die Kommission stellte mehrfach⁴⁵³ fest, dass die Märkte für die Lieferung an nachgelagerte Kunden nationale Märkte sind. In einer jüngeren Entscheidung zog die Kommission zwar für die Lieferung an Haushaltskunden subnationale Märkte in Erwägung, ließ die Frage jedoch offen.⁴⁵⁴

741. Die rechtlichen Voraussetzungen in den drei Regionen sind nicht einheitlich, vor allem im Hinblick auf den Zeitpunkt für die Öffnung des Marktes dieser Kundengruppe für den Wettbewerb. Die Märkte für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden sind derzeit nur in Flandern, wo Haushaltskunden seit 1. Juli 2003 zugelassen sind, für den Wettbewerb geöffnet. In den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt werden Haushaltskunden erst ab 1. Januar 2007 zugelassen sein.

742. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Märkte für die Lieferung an Haushaltskunden regionale Märkte sind. Als hilfswises Argument werden die Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses auf einen hypothetischen nationalen Markt für die Lieferung an Haushaltskunden analysiert.

743. Dass die Märkte für die Lieferung an Endkunden über die Landesgrenzen hinausgehen, ist aus den bereits genannten Gründen nicht denkbar.

B.4 Wettbewerbliche Würdigung

744. Dem Jahresbericht 2005 der CREG zufolge betrug die Nettostromerzeugung in Belgien im Jahr 2005 83,3 TWh. Der Stromverbrauch nach Wirtschaftszweigen wird in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

⁴⁵¹ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(c).

⁴⁵² COMP/M.2857 ECS/IEH vom 23. Dezember 2002, COMP/M.3075 bis 3080 ECS/Intercommunales, COMP/M.3318 ECS/Sibelga vom 19. Dezember 2003, COMP/M.3883 GDF/CENTRICA/SPE vom 7. September 2005.

⁴⁵³ COMP/M.2857 ECS/IEH vom 23. Dezember 2002, COMP/M.3075 bis 3080 ECS/Intercommunales, COMP/M.3318 ECS/Sibelga vom 19. Dezember 2003, COMP/M.3883 GDF/CENTRICA/SPE vom 7. September 2005.

⁴⁵⁴ M.3883 GDF/CENTRICA/SPE vom 7. September 2006, Randnr. 24-25; auch M.3729 EDF/AEM/EDISON vom 12. August 2005, Randnr. 38-45.

Wirtschaftszweig	Verbrauch (%)
Industrie	48.6
Privathaushalte	21.9
Handel und öffentliche Dienste	20.8
Energie	2.4
Verkehr	2.7
Landwirtschaft	1.8
Öffentliche Beleuchtung	1.2

Quelle: Jahresbericht CREG 2005

B.4.1 Horizontale Auswirkungen

B.4.1.1 Stromgroßhandelsmarkt

745. Zur landesweiten Stromerzeugung werden verschiedene Brennstoffe eingesetzt. Aus nuklearen Brennstoffen wurden im Jahr 2004 55,1 % der gesamten in Belgien erzeugten Energie hergestellt. Bei 26,6 % der erzeugten Energie war Erdgas der primäre Energieträger, bei 17,0 % kamen feste Brennstoffe (wie Kohle) zum Einsatz. Die verbleibenden 5,8 % wurden unter Einsatz von flüssigen Brennstoffen (wie Heizöl), anderen Wärmequellen, Wasser- oder Windenergie erzeugt.
746. In den Jahren 2003, 2004 und 2005 belief sich die Nettostromerzeugung des in Belgien vorhandenen Kraftwerksparks auf 80,8, 81,4 bzw. 83,3 TWh. Belgien ist ein Nettoeinfuhrland für Strom. In den Jahren 2003, 2004 und 2005 betragen die Nettoeinfuhren 6,3, 7,6 bzw. 6,4 TWh, entsprechend 7,3 %, 8,6 % bzw. 7,1 % der jährlichen Nettostromerzeugung.
747. Auf dem Stromgroßhandelsmarkt hätten die Parteien, gemessen an der Nettostromerzeugung, einen gemeinsamen Marktanteil von [80-90]*% ([80-90]* % in Belgien erzeugt und [0-5]* % eingeführt). GDF (über SPE) ist heute mit [5-10]* % der Nettoerzeugung ([5-10]* % der belgischen Stromproduktion und [0-5]* % der Einfuhren) der größte Wettbewerber von Suez (über Electrabel). Diese Angaben wurden im Hinblick auf die Nettoerzeugung in Belgien und die Gesamteinfuhren von der CREG bestätigt.⁴⁵⁵

⁴⁵⁵ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 14.

Nettostromerzeugung

	2003		2004		2005	
	Menge (TWh)	Marktanteil (%)	Menge (TWh)	Marktanteil (%)	Menge (TWh)	Marktanteil (%)
Nettostromerzeugung in Belgien	80.8	92.8	81.4	91.4	83.3	92.9
Suez (Electrabel)	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
davon VPP ⁴⁵⁶	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
GDF (SPE)	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
Suez + GDF	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[80-90]*
Électricité de France	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
SPE	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*
RWE	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Eigenerzeuger	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Dezentrale Erzeugung	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Einfuhr	6.3	7.3	7.6	8.6	6.4	7.1
Suez	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Suez + GDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Sonstige Teilnehmer	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*
Summe Erzeugung und Einfuhr	87.1	100	89	100	89.7	100
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[80-90]*
Sonstige Teilnehmer	[...]*	[15-20]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[10-15]*

Quelle: Für die Nettoerzeugung in Belgien: Antwort der Parteien auf das Auskunftersuchen vom 5. Juli 2006. Für die Einfuhren: Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006. Berechnungen der Kommission.

748. Im Jahr 2005 wurden 7,1 % des in Belgien verbrauchten Stroms im Ausland erzeugt. Oft wird er zu Preisen unter den belgischen Marktpreisen eingeführt. Wettbewerber, die sich nur auf solche Einfuhren stützen oder stützen wollen, können allerdings keinen Wettbewerbsdruck auf Suez ausüben. Aufgrund der sehr begrenzten Erzeugungskapazität, über die die Wettbewerber der Parteien verfügen⁴⁵⁷, und der Liquiditätsknappheit auf dem Stromhandelsmarkt (siehe unten) müssen sich ihre Aktivitäten auf dem Großhandelsmarkt überwiegend auf die Einfuhr beschränken. Die Einfuhr von Strom ist jedoch mit wesentlichen Wettbewerbsnachteilen verknüpft (siehe oben). Der Zugang zu Erzeugungskapazitäten in Belgien ist daher sehr wichtig, um sich als zuverlässiger Wettbewerber auf einem gegebenen Strommarkt zu etablieren⁴⁵⁸; aus

⁴⁵⁶ Die von Suez über VPP-Auktionen verkaufte Energie wird von Suez erzeugt und fällt somit unter die den Parteien zugewiesenen Marktanteile. Die im Rahmen des VPP verkauften Produkte sind auf dem Stromhandelsmarkt gehandelte Kontrakte. Die VPP-Produkte lassen sich in der Tat Optionen gleichstellen (siehe Antwort von CREG (Nr. 13256) auf Frage 4(c)) und werden von den Händlern für bis zu 40 % der verkauften Kapazität gekauft (Antworten der Parteien vom 12. Juni 2006). Die besonderen Merkmale der VPP-Produkte können jedoch bei einer wettbewerblichen Würdigung berücksichtigt werden.

⁴⁵⁷ Nur EDF kann derzeit ihren Strombedarf für ihre Einzelhandelsaktivitäten auf den nachgelagerten Märkten mit Erzeugungskapazitäten in Belgien decken. Die [400-500]* MW Kapazität entsprechen einer maximalen Produktion von [0-5]* TWh, die den Bedarf ihres Kundenbestands in 2005 übersteigt.

⁴⁵⁸ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 8 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

diesem Grund muss der Zugang der Parteien zu Erzeugungskapazitäten in Belgien bewertet werden.

749. Suez (Electrabel) besaß 2005 [70-80]* % (einschließlich VPP) der Stromerzeugungsanlagen in Belgien. GDF (SPE) kontrollierte [5-10]* %. Die fusionierte Einheit würde somit [80-90]* % der in Belgien installierten Erzeugungskapazität kontrollieren. Die Angaben wurden im Übrigen durch die von der CREG übermittelten Daten bestätigt.⁴⁵⁹

750. Daraus folgt, dass nur wenige Wettbewerber der Parteien über Erzeugungskapazität in Belgien verfügen. Festzustellen ist:

- a) EDF verfügt über [40-50]* %, d. h. [400-500] MW, der Kapazität von Block 1 des Kernkraftwerks Tihange (die restliche Kapazität dieses Blocks besitzt Electrabel);
- b) RWE hat gemeinsam mit Electrabel ein Gaskraftwerk errichtet, das 2005 in Betrieb genommen wurde. 50 % oder rund 200 MW der Kapazität stehen RWE zur Verfügung, doch der größte Teil dieser Kapazität ist für BASF bestimmt, an deren Standort das Kraftwerk errichtet wurde;
- c) Nuon besitzt eine Windkraftanlage in Belgien;
- d) im Jahr 2005 erzeugten die dezentralen Anlagen, die [0-5]* % der in Belgien installierten Kapazität ausmachen, [0-5]* GW. Keine dieser Anlagen ist im Besitz der Wettbewerber der Parteien ist oder wird von diesen betrieben;
- e) schließlich gehören [0-5]* GW oder [0-5]* % der in Belgien erzeugten Kapazität Eigenerzeugern (im Allgemeinen Industrieunternehmen, die den an ihrem eigenen Standort erzeugten Strom verbrauchen)⁴⁶⁰.

⁴⁵⁹ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 1, Tabelle 2.

⁴⁶⁰ Es ist darauf hinzuweisen, dass der so erzeugte Strom, da er Dritten nicht angeboten wird und nur für den Eigenbedarf des (Eigen-)Erzeugers bestimmt ist, nicht zum Stromgroßhandelsmarkt gehört.

Erzeugungskapazität in Belgien

	GW			% share		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Suez	[...]*	[...]*	[...]*	[80-90]*	[70-80]*	[70-80]*
SUEZ (VPP)	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[5-10]*
GDF	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[5-10]*
GDF + SUEZ	[...]*	[...]*	[...]*	[80-90]*	[80-90]*	[80-90]*
Électricité de France	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
SPE	[...]*	[...]*	[...]*	[5-10]*	[5-10]*	[0-5]*
RWE	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
Nuon	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
Eigenerzeuger	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
Dezentrale Erzeugung	[...]*	[...]*	[...]*	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
Gesamt	[...]*	[...]*	[...]*	100,0	100,0	100,0

Quelle: Berechnet anhand der Zahlen, die mit der Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni vorgelegt wurden.

751. Die Parteien bemerkten in ihrer Antwort⁴⁶¹ auf die Entscheidung gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c), dass der zuständige belgische Minister kürzlich einigen Wettbewerbern Genehmigungen für den Bau neuer Stromerzeugungsanlagen erteilt habe. Dies ist zwar richtig, lässt jedoch außer Acht, dass auch Bauvorhaben der Parteien laufen. Nach Angaben der CREG⁴⁶² ist bis einschließlich 2009 die Inbetriebnahme von 7 entweder neuen oder erweiterten Anlagen geplant. Auf die Parteien entfallen dabei rund [50-60]* % der geplanten Erweiterungen der Stromerzeugungskapazität. Die starke Stellung der Parteien hinsichtlich der in Belgien installierten Kapazität würde sich daher bis 2010 nicht wesentlich ändern. Daraus lässt sich ableiten, dass der Anteil der Parteien an der Erzeugungskapazität bis 2010 nur um etwa [0-5]* % auf [80-90]*% sinken würde.

⁴⁶¹ Antwort der Parteien auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c), Randnr. 248.

⁴⁶² Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 6.

Geplante Erhöhungen der Erzeugungskapazitäten in Belgien bis 2009
(Anlage mit einer Kapazität von 25 MW oder mehr)

Anlage		Geplante Inbetriebnahme	Nettoerhöhung (MW)
INEOS	Essent	2006	132
SLECO	Indaver & Sita (dezentraler Stromerzeuger)	2006	34
T-Power	Interelectra, SIIF Energies, Ecotech Finance, Socofe und Dredging International.	2008	86 (120 MW, abhängig von den gewählten Turbinen)
HAM	GDF (SPE)	2008	30
Angleur	GDF (SPE)	2008	[...]*
Amercour 1	Suez (Electrabel)	2009	291
Doel 1	Suez (Electrabel)	2009	40
Gesamt			[600-800]*
Summe SUEZ + GDF			[400-500]*
Summe andere			252-286

Quelle: CREG (Nr. 13256)

752. Zu unterstreichen ist weiterhin, dass die Schranken beim Zugang zur Stromerzeugung im Allgemeinen und beim Bau von neuen Erzeugungskapazitäten im Besonderen hoch sind. Dies wird weiter unten ausführlicher erläutert.

753. In ihrer Mitteilung der Beschwerdepunkte betonte die Kommission, dass der Kraftwerkspark von Suez (Electrabel) Merkmale aufweist, die eine besonders vorteilhafte Stellung begründen. Dies hat folgende Gründe: 1) Dieser Park beinhaltet einen großen Anteil Kernkraftkapazität, die i) beschrieben ist und ii) keine CO₂-Zertifikate erfordert und iii) Grundlastkapazität⁴⁶³ darstellt, die im Vergleich zu den Kapazitäten, die von neuen Anbietern errichtet werden können (Kohle), sehr wettbewerbsfähig ist. 2) Der Park ist hinsichtlich der Brennstoffe diversifiziert, was ihn vor den mit Brennstoffpreisänderungen verbundenen Risiken schützt⁴⁶⁴. 3) Suez (Electrabel) hat (über Distrigaz) einen sehr guten Zugang zu Erdgas und Flexibilität für ihre Gaskraftwerke, was einen umso größeren Vorteil darstellt, als Suez (aufgrund ihrer Kohle- und Kernkraftwerke) weniger stark von Erdgas als Brennstoff abhängig ist und Erdgas für zukünftige Erweiterungen ihrer Erzeugungskapazität wichtig ist.

754. Die Parteien haben diese Auffassung bestritten.⁴⁶⁵ Allerdings ist Folgendes festzustellen:

- a. Es kann nicht geleugnet werden, dass Suez im Vergleich zu allen anderen Marktteilnehmern der belgischen Strommärkte (einschließlich GDF (SPE) und

⁴⁶³ Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 18 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁶⁴ Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 18 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁶⁵ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 566-575.

EDF⁴⁶⁶) über umfangreiche Kernkraftwerkskapazitäten verfügt, die ihr ganz erhebliche finanzielle Vorteile verleihen. Dieser Wettbewerbsvorteil ist in Anbetracht des Ausstiegs Belgiens aus dem Bau von Kernkraftwerken nicht wiederholbar;

- b. selbst gegenüber dem einzigen anderen Stromerzeuger, der über ein im Hinblick auf den Brennstoff diversifiziertes Portfolio verfügt, GDF (SPE), ist Suez (Electrabel) deutlich besser vor Änderungen der Brennstoffpreise geschützt. Während Suez nach der Wende bei den Brennstoffpreisen⁴⁶⁷ die Stromerzeugung mit Gas, zumindest in erheblichem Maße, durch die mit Kohle ersetzen konnte, stand diese Möglichkeit SPE nicht offen, da sie keine Kohlekraftwerke besaß. Aufgrund der Schwierigkeiten, neue Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, zu errichten (siehe unten), ist dieser Vorteil schwer wiederholbar⁴⁶⁸;
- c. der Zugang von Suez zu Erdgas (über Distrigaz) zur Stromerzeugung beinhaltet einen wichtigen Wettbewerbsvorteil, da außer Suez (Distrigaz) nur ein einziger weiterer Anbieter (GDF) in der Lage ist, Gaskraftwerke zu beliefern (siehe oben). Suez (Electrabel) kann somit sicher sein, ein wettbewerbsfähiges Angebot für Gas und Flexibilität zu erhalten und ist nicht den ungünstigen Bedingungen des belgischen Marktes für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger ausgesetzt.

Es ist darauf hinzuweisen, dass der geplante Zusammenschluss die Wettbewerbsvorteile von Suez (Electrabel) weiter verstärken würde.

755. Aus den bisherigen Ausführungen geht hervor, dass Suez (Electrabel) angesichts ihres Marktanteils bei der Erzeugung und Einfuhr von Elektrizität und ihrer aufgrund des Zugangs zu Erzeugungskapazität in Belgien vorteilhaften Stellung eine beherrschende Stellung auf dem belgischen Stromgroßhandelsmarkt hat. Daraus folgt auch, dass GDF (SPE) mit ihrem Marktanteil und insbesondere dem Zugang zu Erzeugungskapazitäten in Belgien der am besten aufgestellte Wettbewerber ist, der Wettbewerbsdruck auf Suez (Electrabel) ausüben kann. Der geplante Zusammenschluss würde daher die beherrschende Stellung von Suez auf dem belgischen Stromgroßhandelsmarkt verstärken.

⁴⁶⁶ Suez verfügt über eine Kapazität von 5161 MW, GDF über 260 MW (Formblatt CO, S. 632-637) und EDF über 481 MW (Formblatt CO, S. 648). Der geplante Zusammenschluss würde diese Situation noch verstärken.

⁴⁶⁷ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 573.

⁴⁶⁸ Anzumerken ist auch, dass die Parteien nicht behaupten können, dass die Bemerkung der Kommission in der Mitteilung der Beschwerdepunkte, der zufolge „ein Stromerzeuger über einen diversifizierten lokalen Kraftwerkspark verfügen muss ... Dieses Kriterium erfüllen nur die Kraftwerksparks von Suez (Electrabel) und GDF (SPE)“ (Randnr. 650 der Mitteilung der Beschwerdepunkte), den Standpunkt der Parteien stütze, da aus dem Kontext dieses Zitats sowie aus den ihm zugrunde liegenden Fakten hervorgeht, dass es hier um die Verfügbarkeit mehrerer Erzeugungseinheiten geht, unabhängig von den Brennstoffen, mit denen sie betrieben werden. Diese Interpretation wird durch die Klarstellung von EDF vom 22. September 2006 (Nr.) unterstützt.

756. Die Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses auf den Stromgroßhandelsmarkt werden noch verstärkt, wenn man die Erzeugungsportfolios der Parteien betrachtet. Da Elektrizität nicht gespeichert werden kann⁴⁶⁹, muss sich die tatsächliche Stromerzeugung nach der Nachfrage richten. In einem effizienten Markt geschieht dies, indem die Produktion heruntergefahren oder das Kraftwerk, das zu einem gegebenen Zeitpunkt die höchsten Grenzkosten hat, abgeschaltet wird. Die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten erzeugen somit fast immer Strom (sie werden daher auch Grundlastkraftwerke („base load“) genannt). Stromerzeugungsanlagen mit höheren Grenzkosten erzeugen regelmäßig, aber nicht immer (Mittellastkraftwerke oder „mid-merit“) oder sogar nur in Spitzenzeiten (Spitzenlastkraftwerke oder „peak-load“) Strom.
757. Die Grenzkosten sind eng mit den Brennstoffkosten verknüpft. Kernkraftwerke werden als Grundlastkraftwerke betrachtet, während kohlebetriebene Kraftwerke Mittellastanlagen sind. Gaskraftwerke sind in der Regel Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke. Dies wird durch die in der Anmeldung mitgeteilten Grenzkosten je Erzeugungseinheit und Brennstoffart bestätigt.⁴⁷⁰
758. Suez (Electrabel) besitzt Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. SPE besitzt hauptsächlich gasbetriebene Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Auf einem wettbewerbsbestimmten Markt werden die Strompreise durch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmt, das zu einem gegebenen Zeitpunkt Strom erzeugt, somit von dem Erzeuger am oberen Ende der Angebotskurve (im Stromsektor auch „Merit Order Curve“ genannt). Mit dem Zusammenschluss nimmt Electrabel somit nicht nur ihren wichtigsten Wettbewerber in sich auf, sondern schaltet auch den einzigen Stromerzeuger in Belgien aus, der ebenfalls in Bereichen der Angebotskurve präsent ist, in denen der Preis festgelegt wird, wodurch das Vermögen der Parteien, die Preise auf dem belgischen Stromgroßhandelsmarkt zu bestimmen, erheblich verstärkt wird.
759. Die Parteien sind der Ansicht, dass diese Auffassung der Kommission auf einer punktuellen Analyse des Erzeugungsportfolios von GDF (SPE) beruhe. Die Parteien bringen im Wesentlichen vor, dass sich die Kraftwerke von SPE nur deshalb in den Bereichen der „Merit Order Curve“ befinden würden, die die Strompreise festsetzten, weil der Gaspreis, bezogen auf Preis für Kohle, vorübergehend sehr hoch sei.
760. Diese Auffassung wird jedoch durch die Tatsachen widerlegt. Denn die „Spark Spreads“ für die Stromerzeugung aus Erdgas und Kohle deuten auf keine Änderung der Preise für

⁴⁶⁹ Die einzige Ausnahme von dieser Regel sind die Pumpspeicherkraftwerke von Electrabel. Dabei handelt es sich jedoch nicht um richtige Speicher, sondern um Stauanlagen eines Pumpturbinenkraftwerks. Dieses verfügt über ein Oberbecken und ein Unterbecken. In nachfrageschwachen Zeiten wird der Überschuss an elektrischer Energie genutzt, um Wasser aus dem Unterbecken hinter die Staumauer hochzupumpen. Die Energieverluste sind dabei sehr hoch.

⁴⁷⁰ Siehe beispielsweise Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 23(b) des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’. Der von den Parteien in Anhang 13 ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegte Bericht [des Beratungsunternehmens]* geht von einem Funktionieren des Stromgroßhandelsmarktes aus, das dem in diesem Abschnitt beschriebenen Konzept ähnlich ist (siehe beispielsweise S. 13 dieses Berichts).

Erdgas und Kohle bis 2008 hin⁴⁷¹ und noch weniger darauf, dass eine Änderung der Preise wie eine Änderung der Einsatzreihenfolge der Gas- und Kohlekraftwerke in Betracht gezogen werden muss.

761. Selbst wenn eine Änderung der jeweiligen Preise für Gas und Kohle dazu führen würde, dass die Positionen der Kohle- und Gaskraftwerken in der Einsatzreihenfolge vertauscht würden, üben die Gaskraftwerke (die dann Mittellastkraftwerke sind) noch immer Einfluss auf die Strompreise aus. Dieser Einfluss würde nur zu nachfrageschwächeren Zeiten des Tages und/oder des Jahres ausgeübt.
762. Verstärkt wird dies dadurch, dass andere Parteien, die über Erzeugungskapazität in Belgien verfügen, entweder Grundlastkraftwerke (EDF) oder dezentrale Erzeugungs- oder Windkraftanlagen (Nuon) besitzen und keinen Wettbewerbsdruck ausüben können, weil diese Anlagen nicht mit der Flexibilität gehandhabt werden können, die erforderlich wäre, um auf Preisbewegungen reagieren zu können, oder Kapazität besitzen (RWE), die überwiegend für den Verkauf an einen einzigen Abnehmer bestimmt ist. Die Kapazität, die den Wettbewerbern nach der Fusion zur Verfügung stünde, hätte vernachlässigbare Auswirkungen auf die Preise des Großhandelsmarktes.
763. Die vorteilhafte Stellung von GDF (SPE) gegenüber anderen Wettbewerbern von Electrabel wird durch den Zugang zu Erdgas (wichtiger Brennstoff für die derzeitigen Kraftwerke von SPE), den GDF bieten kann, und durch die flexible Lieferung von Erdgas (wichtig zur Optimierung der Gaskraftwerke, siehe unten) noch verstärkt. Dies wiegt umso schwerer, als die neuen Erzeugungskapazitäten Gaskraftwerke sind (siehe unten) und die bestehenden Kraftwerke von SPE sowie ihre im Bau befindlichen zukünftigen Erzeugungskapazitäten in Ham und Angleur ebenfalls Gaskraftwerke sind.⁴⁷²

B.4.1.2 Hilfsdienste und Regelernergie

764. Nach Angaben der Parteien sind sie derzeit die einzigen Stromerzeuger, die Elia Hilfsdienste und Regelernergie erbringen bzw. liefern.⁴⁷³
765. Die folgende Tabelle zeigt die Stellungen der Parteien auf dem Markt für Hilfsdienste und Regelernergie, mit Ausnahme der Tertiärregelreserven. Diese Daten wurden im Übrigen von Elia bestätigt.⁴⁷⁴

⁴⁷¹ Siehe S. 13 des 'Power Europe' Volume VI, 17, 7. September 2006. Siehe auch den Artikel 'The China Angle'. Auf Seite 1 desselben Bandes wird vorgebracht, dass die Stromerzeuger (erwähnt wird auch Electrabel) aufgrund des in Bezug auf den Gaspreis niedrigeren Kohlepreis den Bau von Kohlekraftwerken in Erwägung ziehen würden.

⁴⁷² Anmeldung, S. 636.

⁴⁷³ S. 219-220 der Anmeldung.

⁴⁷⁴ Antwort von Elia (Nr. 13256) auf Frage 1(e).

Zahlungen von Elia an die Parteien für Hilfsdienste (2005)

Produkt	Suez (Mio. €)	GDF (Mio. €)	Parteien gesamt (Mio. €)	Andere	Anteil Suez	Anteil GDF	Anteil der Parteien
Primärreserven	[...]*	[...]*	[...]*	[...]*	[80-90]*	[10-15]*	[90-100]*
Sekundärreserven	[...]*	[...]*	[...]*	[...]*	[90-100]*	[0-5]*	[90-100]*
Tertiärreserven	[...]*	[...]*	[...]*	Voir ci-dessus			
Black-Start-Dienste	[...]*	[...]*	[...]*	[...]*	[70-80]*	[20-30]*	[90-100]*
Spannungs- und Blindleistungsregelung	[...]*	[...]*	[...]*	[...]*	[90-100]*	[5-10]*	[90-100]*
Gesamt	[...]*	[...]*	[...]*				

Quelle: Antwort der Parteien (Nr. 12882) auf das Auskunftsersuchen vom 5. Juli 2006).

Bei der Lieferung der Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve beinhalten die Beträge das Vorhalten von Kapazität sowie die Zahlungen für die abgerufene Energie. Die Zahlungen für die Erbringung der Engpassmanagementleistungen sind in den Zahlungen für die Primär-, Sekundär- und Tertiärreserven enthalten (in den Tertiärreserven bei SPE).

766. Vor dem Zusammenschluss besitzt Suez (Electrabel) einen sehr hohen Anteil am Energiebezug von Elia, der in keinem Fall weniger als [70-80]* % und beim Bezug von Sekundärregelreserve sogar [90-100]* % beträgt.⁴⁷⁵ Der einzige Wettbewerber für diese Dienste ist GDF (SPE). Nach dem Zusammenschluss würde der Anteil der fusionierten Einheit am Bezug von Elia auf bis zu [90-100]* % bei den Primär- und Sekundärregelreserven, den Black-Start-Diensten und der Spannungs- und Blindleistungsregelung steigen. Daraus folgt, dass der geplante Zusammenschluss bei der Erbringung dieser Dienste für Elia jeglichen Wettbewerb beseitigen wird.

767. Nur für die Tertiärregelreserven gibt es neben den Stromerzeugern andere Bezugsquellen, insbesondere unterbrechbare Kunden. Dabei handelt es sich um große Industrieunternehmen, die direkt an das belgische Stromübertragungsnetz angeschlossen sind, Verträge mit Elia geschlossen haben und gegen entsprechende Vergütung bereit sind, ihren Stromverbrauch unangekündigt zu senken, wenn der Bilanzausgleich im belgischen Stromübertragungsnetz gefährdet ist. Ein Als letzte Möglichkeit kann auch ein Abruf im Rahmen der Vereinbarungen von Elia mit TenneT und RTE erfolgen (siehe auch unten). Es handelt sich jedoch um unbedeutende Mengen.⁴⁷⁶

768. Die folgende Tabelle zeigt, dass Suez (Electrabel) bereits vor dem Zusammenschluss einen Anteil von [50-60]* % am Bezug von Tertiärreserve durch Elia hat. Nach dem

⁴⁷⁵ Für den Fall, dass die hier unterschiedenen Dienste als eigenständige Märkte betrachtet werden müssen, könnte SPE als potenzieller Wettbewerber für die Lieferung von Sekundärregelreserve betrachtet werden, der durch die geplante Fusion ausgeschaltet würde.

⁴⁷⁶ Antwort von Elia (Nr. 13575) auf Frage 1(e).

Zusammenschluss würde der Anteil der Parteien auf bis zu [70-80]* % steigen. Etwa [20-30]*% werden von [5-10]* unterbrechbaren Kunden geliefert, die einen Vertrag mit Elia haben, nach dem ihr Stromverbrauch unangekündigt gesenkt werden kann.

Kapazität (MW) der mit Elia kontrahierten Tertiärregelreserve (2005)

	Menge (MW)	Marktanteil (%)
Suez (Electrabel)	[...]*	[50-60]*
GDF (SPE)	[...]*	[10-15]*
Suez + GDF	[...]*	[70-80]*
Unterbrechbare Kunden	[...]* ⁴⁷⁷	[20-30]*
Inter-TSO ⁴⁷⁸	Marginal	Marginal
Gesamtmarkt	[...]*	100.0

Quelle: Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 5. Juli 2006, Frage 5, und Anmeldung.

769. Angesichts der Erzeugungskapazität, die anderen Wettbewerbern zur Verfügung steht, und ihrer technischen Merkmale ist nicht vorstellbar, dass bei Hilfsdiensten und Regelenergie (mit Ausnahme von Tertiärregelreserve) ernsthafter Wettbewerb fortbesteht oder entstehen kann. Die Gründe hierfür werden im Folgenden genannt:

- a) Die Erzeugungskapazitäten, über die EDF⁴⁷⁹ und RWE verfügen, sind nicht⁴⁸⁰ in der Lage, Elia Hilfsdienste und Regelenergie zu erbringen bzw. zu liefern. Dies gilt auch für Nuon (Windkraftanlagen), die dezentralen Kapazitäten und die KWK-Kapazitäten, weil sie nicht die zur Lieferung der Regelleistung notwendige kontrollierte Produktionsänderung ermöglichen.

Bereits aus diesem Grund muss das Argument der Parteien in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁴⁸¹, dem zufolge eine Anhebung ihrer Preise für Hilfsdienste und Regelenergie Elia veranlassen würde, sich an andere (potenzielle) Anbieter als die Parteien wie RWE zu wenden, zurückgewiesen werden.

⁴⁷⁷ Die Parteien sind der Auffassung, dass die unterbrechbaren Kunden im Jahr 2005 ELIA die gleiche Regelenergie wie im Jahr 2004 geliefert haben. Im ganzen hatten sechs Kunden einen diesbezüglichen Vertrag mit ELIA.

⁴⁷⁸ Antwort von Elia (Nr. 13575) auf Frage 1(e).

⁴⁷⁹ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 30 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁸⁰ Einzig die Kapazitäten, über die RWE in Belgien verfügt, sind in begrenztem Maße in der Lage, Stützspannung und Blindstrom zu liefern. Antwort von RWE (Nr. 13515) auf Frage 30 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁸¹ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 715. Hinsichtlich der Fähigkeit von RWE, Hilfsdienste und Regelenergie zu erbringen bzw. zu liefern, ist zu ergänzen, dass ihre Erzeugungskapazität zur Versorgung eines einzigen Kunden, BASF, bestimmt ist und dass RWE somit nicht in der Lage ist, diese Kapazität für andere Zwecke zu reservieren.

Dem ist Folgendes hinzuzufügen:

- b) Es ist wirtschaftlich interessanter, diese Dienste mit Kraftwerken anzubieten, die nicht für die Grund- und Mittellast eingesetzt werden, da dies die Opportunitätskosten der in Reserve gehaltenen Kapazität anhebt. Die Kraftwerke von GDF (SPE) erfüllen im Gegensatz zu denen, die den anderen Eigentümern von Stromerzeugungskapazität in Belgien zur Verfügung stehen, beide Kriterien.
- c) Ein Stromerzeuger muss über einen diversifizierten lokalen Kraftwerkspark verfügen, d. h. über einen Kraftwerkspark, der aus mehreren Erzeugungseinheiten besteht⁴⁸², um einen Teil des erzeugten Stroms als Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve reservieren zu können und sich gegenüber dem ÜNB risikolos zu verpflichten.⁴⁸³ Dieses Kriterium erfüllen nur die Kraftwerksparks von Suez (Electrabel) und GDF (SPE). Da gegenwärtig kein Wettbewerber der Parteien auch nur ein Kraftwerk besitzt, das in der Lage wäre, Hilfsdienste und Regelenergie zu liefern, und da für den Bau von Stromerzeugungsanlagen ganz erhebliche Hürden bestehen (siehe oben), ist relativ unwahrscheinlich, dass in naher Zukunft Wettbewerbsdruck entstehen wird.
- d) Bei den Tertiärregelreserven ist die Lage kaum besser. Wie die Parteien behaupten⁴⁸⁴, können nur Kunden, die ihren Verbrauch unangekündigt senken können, den Bedarf von Elia decken, so dass die Zahl der Stromverbraucher, die diese Dienste erbringen können, von vornherein begrenzt ist.
- e) Unterbrechbare Kunden können in jedem Fall keine anderen Hilfsdienste erbringen und üben damit bestenfalls Wettbewerbsdruck in einem Segment des Marktes aus.

Entgegen den Behauptungen der Parteien in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁴⁸⁵ ist die Kommission der Ansicht, den Wettbewerbsdruck, der von unterbrechbaren Kunden in Anbetracht ihres Anteils an der Lieferung von Tertiärregelreserve ausgeht, sowie den Anteil der Tertiärregelreserve an der Gesamtheit der Hilfsdienste richtig bewertet zu haben.

770. Der Standpunkt der Parteien, dem zufolge auf dem Markt der Hilfsdienste und Regelenergie dennoch weiterhin ausreichend Wettbewerb herrschen werde, ist nicht glaubhaft.

771. Die Parteien haben in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁴⁸⁶ die Ansicht geäußert, die Preise auf dem Markt für Hilfsdienste würden durch die Preise des

⁴⁸² Schreiben von EDF vom 22. September 2006 (Nr. 17747).

⁴⁸³ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 26(d) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁴⁸⁴ Formblatt CO, S. 719.

⁴⁸⁵ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 617.

⁴⁸⁶ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 625.

Stromgroßhandelsmarktes geregelt, da die Möglichkeit der Arbitrage bestehe, indem Erzeugungskapazitäten sowohl auf dem Großhandelsmarkt als auch auf dem Markt für Hilfsdienste angeboten würden.

772. Diese Argumentation lässt jedoch die bereits genannten technischen und wirtschaftlichen Einschränkungen unberücksichtigt, die die Stromerzeuger daran hindern, auch als Anbieter von Hilfsdiensten und Regelenergie aufzutreten. Obwohl es weitere Stromerzeuger gibt, die über Kraftwerksparks verfügen, welche in der Lage sind, Ausgleichsenergie anzubieten, übt der Großhandelsmarkt keinen Wettbewerbsdruck auf den Markt der Hilfsdienste aus.⁴⁸⁷
773. Es stimmt, dass der von der CRE, der CREG und der DTe am 7. Dezember 2005 ausgearbeitete 'Fahrplan' einen Mechanismus für den Handel mit Regelenergie vorsieht, der bis 1. Juli 2007 eingeführt werden soll.
774. Die CREG⁴⁸⁸ hat dagegen bestätigt, dass im 'Fahrplan' zwar die Absicht geäußert wird, einen Mechanismus für den Handel mit Regelenergie einzuführen, dass ein erster Vorschlag der ÜNB jedoch erst für den 1. Januar 2007 vorgesehen ist. Zudem hat sich gezeigt, dass die Regulierer ein System bevorzugen, das den Handel mit Regelenergie nur unter ÜNB ermöglicht und es somit Stromerzeugern außerhalb der belgischen Regelzone nicht ermöglicht, Elia direkt Angebote zu unterbreiten.
775. Es ist nicht auszuschließen, dass im Bereich der Lieferung von Regelenergie ein gewisser Wettbewerbsdruck entstehen kann. Dieser Wettbewerbsdruck wäre jedoch nur indirekt und ungewiss und könnte die Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses nicht ausgleichen.
776. Die Parteien erwähnen in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, dass die Kommission die schlichte Tatsache in Frage stelle, dass der Mechanismus des grenzüberschreitenden Handels mit Regelenergie in Kraft treten werde und einen Einfluss auf den Markt der Hilfsdienste und Regelenergie ausüben könne.
777. Die Kommission stellt nicht in Abrede, dass es eine Verpflichtungserklärung zur Einführung eines solchen Mechanismus gibt. Da jedoch keine Informationen über die Modalitäten dieses Mechanismus vorliegen (ein erster Vorschlag ist erst für den 1. Januar 2007 vorgesehen), wäre die Berücksichtigung dieser Einführung bei einer wettbewerblichen Würdigung reine Spekulation. Der von den Parteien mit ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegte Bericht betrifft nur die grenzüberschreitende Lieferung von Tertiärregelreserven, somit einen bedeutsamen, aber dennoch geringen Teil des Marktes der Hilfsdienste und der Regelenergie.
778. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte betonten die Parteien, dass Elia bereits Verträge über die Lieferung von Tertiärreserven mit TenneT und RTE (den ÜNB der Niederlande und Frankreichs) geschlossen habe und dass diese Verträge einen erheblichen Wettbewerbsdruck darstellen würden.⁴⁸⁹

⁴⁸⁷ Siehe auch COMP/M.3868 DONG/Elsam/Energi E2 vom 16. März 2006, Randnr. 238-239.

⁴⁸⁸ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 2(g) des Fragebogens 'Elektrizität Belgien'.

⁴⁸⁹ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 619.

779. Zwischen Elia und TenneT und RTE bestehen in der Tat Lieferverträge für Regelernergie. Dabei handelt es allerdings um Verträge, die vorsehen, dass:⁴⁹⁰

- a) die Lieferung abgerufener Regelernergie an eine Notsituation in der Zone des ÜNB, der den Abruf tätigt, geknüpft ist;
- b) die Regelernergie als "Letztreserve" abgerufen wird, nachdem alle anderen dem ÜNB zur Verfügung stehenden Mittel ausgeschöpft wurden;
- c) die tatsächliche Lieferung der Reserven nicht garantiert wird. Der ÜNB, an den der Abruf für die Regelernergie gerichtet ist, ist nur dann zur Lieferung verpflichtet, wenn er über ausreichende Reserven verfügt und diese nicht für den Bedarf seiner eigenen Regelzone benötigt.

Zudem kann die Vorhaltung der Reserven von TenneT und RTE nicht aus der Leistungsmenge der Tertiärregelreserven abgeleitet werden, die Elia bei belgischen Erzeugern kontrahiert hat und die im Voraus in Abstimmung mit der CREG festgelegt wird.⁴⁹¹

780. Dass die von Elia bei TenneT und RTE kontrahierten Reserven zu keiner Verringerung der Reserven führen, die Elia bei Erzeugern in Belgien kontrahieren muss, schließt bereits Wettbewerbsdruck aus, da Elia die bei belgischen Erzeugern kontrahierten Reserven nicht durch die bei TenneT und RTE kontrahierten Reserven ersetzen kann, unabhängig von den vertraglichen Bedingungen.

781. Der gleiche Schluss kann aus den Bedingungen der Verträge zwischen Elia, TenneT und RTE gezogen werden. Die (nicht gegebene) Lieferverbindlichkeit sowie die Tatsache, dass die Reserven erst abgerufen werden können, nachdem alle anderen dem ÜNB zur Verfügung stehenden Mittel, d. h. die bei den in seiner Regelzone niedergelassenen Erzeugern kontrahierten Reserven, ausgeschöpft wurden, bewirkt, dass die Reserven, über die Elia im Rahmen ihrer Verträge mit TenneT und RTE verfügt, nicht durch diejenigen, die von Erzeugern in der Regelzone von Elia vorgehalten werden, ersetzt werden können.⁴⁹²

782. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die Liefermengen der Reserven aus diesen Mitteln marginal sind.

783. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Reserven, die Elia bei TenneT und RTE kontrahiert hat, auf dem belgischen Markt der Hilfsdienste (zu dem sie in der Tat nicht gehören) keinen Wettbewerbsdruck ausüben.

784. Die Parteien behaupten, das Risiko einer Preiserhöhung sei gering, da der Preis, zu dem die Reserven kontrahiert würden, von der CREG und schließlich vom Energieminister

⁴⁹⁰ Antwort der CREG (Nr. 17531) vom 15. September auf die Fragen 1 und 2.

⁴⁹¹ Die Vorhaltung der bei TenneT und RTE kontrahierten Reserven hat es Elia ermöglicht, die garantierte Verfügbarkeit der bei belgischen Erzeugern kontrahierten Tertiärregelreserven zu verringern. Antwort der CREG (Nr. 17531) vom 15.9.2006 auf Frage 4.

⁴⁹² Siehe auch die übereinstimmenden Schlussfolgerungen der CREG in ihrer Antwort auf Frage 6 in ihrem Schreiben vom 15.0.2006 (Nr. 17531).

gebilligt werden müssten.⁴⁹³ Im Besonderen sind die Parteien der Ansicht, dass Artikel 12 Absatz 1 des Gesetzes vom 29. April über die Organisation des Elektrizitätsmarktes (Elektrizitätsgesetz) in der aktuellen Fassung vorsehe, dass der Netzbetreiber der CREG ein Preisangebot für Hilfsdienste und Regelenergie zur Zustimmung vorlegen müsse. Letztere könne das Preisangebot von Elia annehmen oder ablehnen. Im Ablehnungsfall könne Elia entweder nach erneuten Verhandlungen mit den Anbietern ein neues Angebot vorlegen oder das ursprüngliche Angebot an den Energieminister übermitteln, damit dieser endgültig in der Sache entscheide. Die Parteien behaupten, diese beiden Behörden hätten die Möglichkeit, Elia bestimmte Tarifgrenzen vorzuschreiben. Die Parteien ergänzen, die CREG habe das von Elia am 30. September 2005 vorgelegte Tarifangebot unter anderem abgelehnt, weil die Kosten bestimmter Hilfsdienste als zu hoch beurteilt worden seien.

785. Nach Interpretation der Kommission sind jedoch weder die CREG noch der Energieminister befugt, den Preis der Stromerzeuger für Hilfsdienste und Regelenergie zu reglementieren. Dies geht bereits aus den Argumenten der Parteien hervor. Selbst wenn Elia nach der Ablehnung ihres Preisangebots durch die CREG (ohne Verpflichtung) dazu bewegt werden kann, über die Angebote der potenziellen Erbringer von Hilfsdiensten nachzuverhandeln, sind diese Anbieter in keiner Weise verpflichtet, günstigere Angebote zu unterbreiten.

786. Die Interpretation der Kommission wird von der CREG unterstützt.⁴⁹⁴ Diese bestätigt, dass sie bei der Prüfung des Preisangebots von Elia insbesondere die Angemessenheit der Kostenfaktoren beurteilen und alle unangemessenen Kosten ablehnen müsse. Dies bedeute nur, dass der Teil der Kosten, den die CREG für unangemessen halte, nicht in die Übertragungsnetztarife übernommen werden könne. Die CREG sei nicht befähigt, die Preise, die Elia hierfür an ihre Lieferanten zahle, zu regulieren. Die CREG bestätigt ausdrücklich: *„Es ist daher falsch zu behaupten, dass auf dem Markt für Hilfsdienste und Regelenergie keine Marktmacht ausgeübt werden könne, weil die Preise, die Elia hierfür an ihre Lieferanten zahle, von der CREG gebilligt werden müssten“*.

787. Die CREG⁴⁹⁵ weist zudem auf die kurzen gesetzlichen Fristen hin, innerhalb derer sie umfangreiche und komplexe Vorgänge, die die Preisangebote und den Haushalt von Elia beinhalteten, prüfen und eine Entscheidung treffen müsse. Darüber hinaus seien die betroffenen Lieferanten trotz mehrfacher Aufforderung der CREG nur zur Übermittlung sehr begrenzter Informationen zu ihren Kalkulationen bereit gewesen. Die Möglichkeiten einer eingehenden Prüfung und Kontrolle durch die CREG seien daher in der Praxis aufgrund dieser kurzen gesetzlichen Fristen für die Billigung der Tarifangebote und der

⁴⁹³ Bemerkungen der Parteien zu der Entscheidung gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c der Verordnung, insbesondere Randnr. 265-267.

⁴⁹⁴ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(l).

⁴⁹⁵ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 3(l).

begrenzten Informationen, auf deren Grundlage sie entscheiden müsse, stark eingeschränkt.⁴⁹⁶

788. Obwohl somit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die belgischen Behörden einen gewissen indirekten Einfluss auf den Markt für Hilfsdienste und Regelenergie ausüben können, wird dieser Einfluss dennoch dadurch begrenzt, dass die förmlichen Befugnisse der belgischen Behörden praktischen Beschränkungen unterworfen sind und ihre Prüf- und Kontrollmöglichkeiten begrenzt sind.

789. Daraus folgt, dass Suez (Electrabel) bereits vor dem geplanten Zusammenschluss eine beherrschende Stellung innehat. Der Zusammenschluss verstärkt diese beherrschende Stellung und schaltet GDF (SPE) als Wettbewerber auf dem belgischen Markt für Hilfsdienste und Regelenergie aus. Angesichts ihrer Erzeugungskapazitäten ist GDF (SPE) der am besten aufgestellte (oder sogar einzige) Wettbewerber, der Wettbewerbsdruck ausüben könnte. Der belgische Rechtsrahmen reicht nicht aus, um die Parteien daran zu hindern, von der so verstärkten beherrschenden Stellung Gebrauch zu machen.

B.4.1.3 Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden

790. Die folgende Tabelle zeigt die Stellung der Parteien auf dem Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden. Diese Daten wurden im Übrigen von der CREG bestätigt.⁴⁹⁷ Mit einem Marktanteil von [70-80]* % hat Electrabel auf diesem Markt eine beherrschende Stellung.

⁴⁹⁶ Das Gesetz vom 1. Juni 2005 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes bewirkt keine Änderung von Artikel 12 Absatz 1 über die Hilfsdienste, die Befugnisse der CREG und somit die Schlussfolgerung der Kommission. Das neue Gesetz bietet der CREG jedoch die Möglichkeit, den Wettbewerbsrat anzurufen, wenn sie der Ansicht ist, dass die Elia angebotenen Preise für die Hilfsdienste nicht der europäischen Praxis entsprechen. Selbstverständlich darf dies nicht mit der Befugnis verwechselt werden, die Preise für Hilfsdienste und Regelenergie zu regulieren.

⁴⁹⁷ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 14.

Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden in Belgien (> 70 kV)

Anbieter	2003		2004		2005	
	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)
Electrabel	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
ECS	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Suez gesamt	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
Luminus	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
SPE	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF gesamt	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
RWE AG	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
EDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[10-15]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
Gesamt	[...]*	100	[...]*	100	[...]*	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

791. Den Angaben der Parteien⁴⁹⁸ zufolge scheint der Zusammenschluss keine unmittelbaren Auswirkungen auf diesen Markt zu haben, vor allem, weil SPE und Luminus diese Kunden derzeit nicht beliefern.

792. GDF (SPE) hatte jedoch bereits 2003 einige Kunden auf diesem Markt. Zudem rief SPE im September 2005 ein 'Strategic sales department' ins Leben, das sich speziell an Kunden mit einem Verbrauch von 30 GWh pro Jahr wendet und seit März 2006 mit Personal ausgestattet ist.⁴⁹⁹

793. Im Übrigen ist Folgendes zu unterstreichen:

- a) Die Aktivitäten großer Industrie- und Gewerbekunden führen zu Leistungsungleichgewichten, die mit einem Kundenbestand, der nur wenigen Dutzend TWh entspricht, nicht ausgeglichen werden können.⁵⁰⁰
- b) Die Belieferung großer Kunden ohne große Bilanzkreisabweichungsrisiken ist nur möglich, wenn man über Grundlast- sowie Spitzenlastkapazitäten in Belgien verfügt⁵⁰¹ oder so genannte „Back-up-Verträge“ mit einem Stromerzeuger, der Kapazitäten in Belgien hat, besitzt (siehe auch unten). Für die von Einfuhren abhängigen Anbieter stellt dies einen Nachteil dar. Stromimporteure sind auf diesem Markt derzeit in der Tat nicht präsent.

⁴⁹⁸ Im Gegensatz zu den Behauptungen einiger Teilnehmer der Marktuntersuchung.

⁴⁹⁹ Antwort von SPE (Nr. 13997) auf Frage 15 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁵⁰⁰ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 24(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity' und Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 24(c) desselben Fragebogens.

⁵⁰¹ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 24(a) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

Daraus folgt, dass Anbieter, die über Stromerzeugungskapazitäten in Belgien und einen bereits großen Kundenstamm verfügen, bei der Belieferung großer Industrie- und Gewerbekunden einen Wettbewerbsvorteil haben.

794. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁵⁰² führten die Parteien ins Feld, dass es für den Zugang zu den Märkten für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden (sowie zu den anderen Liefermärkten) in Anbetracht der verfügbaren Verbindungsleitungskapazitäten und der ausreichenden Möglichkeiten, Kraftwerke zu errichten, keineswegs erforderlich sei, über Kraftwerke in Belgien zu verfügen.
795. Die Kommission argumentierte bereits weiter oben, dass der Zugang zu Erzeugungskapazität angesichts der Risiken, die mit Stromeinfuhren als Bezugsquelle verbunden sind und die durch die Illiquidität des belgischen Handelsmarktes (siehe unten) noch verstärkt werden, eine wichtige Voraussetzung dafür ist, sich als glaubwürdiger Wettbewerber zu etablieren. In diesem Zusammenhang ist auf die bereits genannten negativen Erfahrungen von SourcePower und RWE bei der Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden zu verweisen.
796. Abgesehen von Suez (Electrabel) haben auf dem Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden nur RWE und EDF nennenswerte Marktanteile.
797. Von RWE kann allerdings kein Wettbewerbsdruck ausgeübt werden. Denn RWE ist zwar in Belgien über ihre Beteiligung am Kraftwerk Zandvliet präsent, verkauft jedoch fast die gesamte Erzeugung im Rahmen eines langfristigen Vertrags an einen einzigen Kunden. Wie bereits erwähnt, war RWE trotz des Zugang zu Erzeugungskapazität nicht in der Lage, ihre Tätigkeit im Bereich der Belieferung von großen Industrie- und Gewerbekunden auszubauen, weil es ihr nicht möglich war, Profile zu erwerben. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte haben die Parteien nicht bestritten, dass RWE auf diesem Markt keinen Wettbewerbsdruck ausüben kann.
798. Die [400-500]* MW Erzeugungskapazität, über die EDF verfügt, entsprechen einer maximalen Erzeugung von [0-5]* TWh. Den von den Parteien übermittelten Zahlen zufolge entspricht der Kundenstamm von EDF in Belgien [0-5]* TWh.⁵⁰³ EDF ist somit in der Lage, einen gewissen Wettbewerbsdruck auf Suez (Electrabel) auszuüben. Der Wettbewerbsdruck, den EDF ausüben kann, ist jedoch stark eingeschränkt, da EDF in Belgien nur geringe Erzeugungskapazitäten besitzt und über keinen Energiemix aus Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken verfügt, der es ihr ermöglichen würde, ausreichend wettbewerbsfähig zu sein.⁵⁰⁴ Zudem ist darauf hinzuweisen, dass der gestiegene Marktanteil von EDF damit zusammenhängt, dass ihre einzige Bezugsquelle, die Rechte an der Erzeugung des Kernkraftwerks Tihange, im Zeitraum 2003-2005 gewartet wurde, so dass EDF nicht darüber verfügen konnte.
799. Festzustellen ist auch, dass der geplante Zusammenschluss den einzigen Wettbewerber von Suez (Electrabel) im Bereich der Back-up-Verträge mit Importeuren, die große Industrie- und Geschäftskunden beliefern wollen, ausschalten wird. Das Anbieten von

⁵⁰² Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 630.

⁵⁰³ Formblatt CO, S. 661.

⁵⁰⁴ Stellungnahme von EDF zur Mitteilung der Beschwerdepunkte (Nr. 17368).

Back-up-Verträgen setzt erhebliche und flexible Erzeugungskapazitäten in Belgien voraus, über die nur Suez (Electrabel) und GDF (SPE) verfügen. Dadurch ist noch unwahrscheinlicher, dass Stromimporteure auf diesem Markt Wettbewerbsdruck auf die Parteien ausüben können, da der Zusammenschluss die Marktzutrittsschranken erhöht.

800. Die Parteien brachten vor, dass der Stromerzeugungspark auf einem liberalisierten Strommarkt durch den Handelsmarkt ausgeglichen werde, insbesondere, wenn Back-up-Dienstleistungen benötigt würden. Hierzu genügt der kurze Hinweis, dass der belgische Handelsmarkt diese Funktion aufgrund der nicht gegebenen Liquidität (siehe oben) nicht ausüben kann.
801. Schließlich führten die Parteien in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte ins Feld, dass ihre schärfsten Wettbewerber auf dem Markt der großen Industrie- und Gewerbekunden die Kunden selbst seien. Von dieser Kundenkategorie wird angenommen, dass sie gut aufgestellt sei, um KWK-Kraftwerke zu errichten, was durch die Einführung der KWK-Zertifikate seitens der Behörden noch attraktiver geworden sei.⁵⁰⁵
802. Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass KWK-Kraftwerke oft Einheiten zur Erzeugung von Strom und Wärme für den Eigenbedarf des betreffenden Industrieunternehmens darstellen. Da die Erzeugung nur für den Eigenbedarf des betreffenden Industrieunternehmens bestimmt ist und Dritten nicht angeboten wird, können die Erzeugungskapazität und der so erzeugte Strom nicht als Teil des Stromgroßhandelsmarktes angesehen werden. Die sehr geringen Erzeugungskapazitäten eines Teils der von den Parteien aufgeführten KWK-Projekte lassen vermuten, dass sie eher den Eigenbedarf des jeweiligen Industrieunternehmens betreffen.
803. Und selbst wenn alle aufgeführten Projekte⁵⁰⁶ tatsächlich realisiert würden, beträfen die KWK-Kraftwerke um das Jahr 2009 herum nur [300-400]* MW. Diese Kapazität entspricht einer Stromerzeugung von maximal [0-5]* TWh bzw. weniger als [10-15]* % des Verbrauchs der großen Industrie- und Gewerbekunden im Jahr 2005.
804. Angesichts der Bedeutung von inländischen Erzeugungskapazitäten für die Belieferung von großen Industrie- und Gewerbekunden, der konkreten Pläne von GDF, ihre Präsenz auf diesem Markt auszubauen und der Unfähigkeit der (potenziellen) Wettbewerber, auf diesem Markt Lieferaktivitäten zu entwickeln, ist GDF (SPE) einer der beiden am besten aufgestellten Wettbewerber, die Wettbewerbsdruck auf Suez (Electrabel) ausüben können. Der geplante Zusammenschluss würde somit die bereits beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) auf dem Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden verstärken.
805. Die Parteien haben in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte anerkannt, dass SPE sehr wohl einen potenziellen Wettbewerber auf dem belgischen Markt für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden darstellt.⁵⁰⁷

⁵⁰⁵ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 628-9.

⁵⁰⁶ Den Parteien zufolge sind zwei Projekte mit einer Erzeugungskapazität von 159 MW im Bau. Weitere [100-200]* MW seien geplant (Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 629).

⁵⁰⁷ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 633.

B.4.1.4 Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden

806. Wie die folgende Tabelle zeigt, besitzt Suez (über Electrabel und ECS) derzeit auf dem Markt für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden einen Marktanteil von [70-80]* %; der Marktanteil von GDF (über SPE und Luminus) beträgt [15-20]* %. Die Daten wurden im Übrigen von VREG, CWaPE und BIM bestätigt.⁵⁰⁸

807. Auch Nuon und Essent haben kurze Abstecher auf diesen Markt unternommen. Der von diesen Unternehmen ausgehende Wettbewerbsdruck ist jedoch gering, vor allem, weil sie praktisch kein Stromerzeugungspotenzial in Belgien besitzen.

808. Infolgedessen wird der geplante Zusammenschluss die bereits beherrschende Stellung von Electrabel auf diesem Markt noch verstärken.

Lieferung von Strom an kleine Industrie- und Gewerbekunden in Belgien (< 70 kV)

Anbieter	2003		2004		2005	
	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)
Electrabel	[...]*	[20-30]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[15-20]*
ECS	[...]*	[40-50]*	[...]*	[50-60]*	[...]*	[50-60]*
Suez gesamt	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
Luminus	[...]*	[15-20]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
SPE	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[10-15]*
GDF gesamt	[...]*	[15-20]*	[...]*	[10-15]*	[...]*	[20-30]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*
E.ON La Belgique SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Nuon Belgique SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Nuon Belgique SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	[...]*	100	[...]*	100	[...]*	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

B.4.1.6 Lieferung an zugelassene Haushaltskunden

809. Die Kommission ist der Ansicht, dass die Märkte für die Lieferung an Haushaltskunden regionale Märkte sind. Die Märkte für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden sind derzeit nur in Flandern, wo Haushaltskunden seit 1. Juli 2003 zugelassen sind, für den Wettbewerb geöffnet.

810. In den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt werden Haushaltskunden erst ab 1. Januar 2007 zugelassen sein. Angesichts dieses kurz bevorstehenden und gewissen Liberalisierungsprozesses müssen nicht nur die Auswirkungen des Zusammenschlusses auf die Wettbewerbsslage in der Region Flandern, sondern auch die Auswirkungen auf den potenziellen Wettbewerb in den Regionen Wallonien und Brüssel-Hauptstadt untersucht werden. Zu der Tatsache, dass der Markt für die Lieferung an Haushaltskunden in Brüssel und Wallonien noch nicht geöffnet ist, ist Folgendes anzumerken.

⁵⁰⁸ Antworten der VREG (Nr. 13108), CWaPE (Nr. 13209) und IBGE/BIM (Nr. 13537) auf Frage 5.

811. Das Gericht erster Instanz hat die Auffassung vertreten, dass das Fehlen von Wettbewerb auf den Gasmärkten gemäß der Gasrichtlinie jede Schlussfolgerung, nach der die Bedingungen von Artikel 2 Absatz 3 der Fusionskontrollverordnung erfüllt seien, ausschließe.⁵⁰⁹ Es stellte insbesondere fest, dass die Kommission nicht bewerten könne, ob der Zusammenschluss die Einführung wirksamen Wettbewerbs im Rahmen des verbindlichen Zeitplans der Gasrichtlinie verhindern würde.⁵¹⁰
812. Die Wettbewerbssituation, die zum Zeitpunkt des Erlasses der Entscheidung oder zum Zeitpunkt der Öffnung der fraglichen Märkte für den Wettbewerb bestanden habe, stelle eine objektive Gegebenheit dar, die durch die unterbliebene Anwendung eines rechtlichen Kriteriums nicht berührt werde.⁵¹¹ Darüber hinaus gab das Gericht erster Instanz in seinem Urteil EDP an, dass die Kommission die unmittelbaren Folgen eines Zusammenschlusses, wenn es sie gebe, prüfen könne und sie bei dessen Gesamtbewertung berücksichtige.⁵¹² In jenem Fall hätte eine unmittelbare Auswirkung des Zusammenschlusses in der durch die Verpflichtungszusagen geänderten Form darin bestanden, die Öffnung bestimmter Märkte in Bezug auf den Zeitplan der Erdgasrichtlinie vorzuziehen.⁵¹³
813. Wenn die Kommission einen Zusammenschluss untersuche, müsse sie zudem sicherstellen, dass der Zusammenschluss die unmittelbare und sofortige Auswirkung des SIEC-Tests hätte. Dabei könne sie gegebenenfalls die Auswirkungen eines Zusammenschlusses in naher Zukunft in Betracht ziehen.⁵¹⁴
814. In diesem Fall hat der angemeldete Zusammenschluss keine unmittelbare Auswirkung auf den Zeitplan für die Öffnung der Märkte für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden in Brüssel und Wallonien. Hinsichtlich der von der Kommission vorgenommenen Gesamtbewertung werden daher keine unmittelbaren positiven Auswirkungen auf die Wettbewerbsbedingungen dieser Märkte festgestellt. Der Zusammenschluss könnte sich im Gegenteil, obwohl diese Märkte erst am 1. Januar 2007 für den Wettbewerb geöffnet werden, unmittelbar auf die Vorbereitung der potenziellen Wettbewerber auf ihre Öffnung auswirken. Der Zusammenschluss schaltet GDF (SPE) sofort als Wettbewerber von Suez (Electrabel) in der Region Wallonien und als potenziellen Wettbewerber in der Region Brüssel-Hauptstadt aus und schafft Hindernisse für den Markteintritt weiterer potenzieller Wettbewerber. Die sofortige Wirkung dieser Hindernisse könnte darin bestehen, die Wettbewerber von Investitionen im Hinblick auf den Markteintritt ab 1. Januar 2007 abzuhalten. Durch den Zusammenschluss könnte für Suez (Electrabel) auch der Anreiz entfallen oder geschwächt werden, mit Blick auf die Marktöffnung bereits jetzt wettbewerbsfähigere Preise oder sonstige Konditionen zur Kundenbindung anzubieten.

⁵⁰⁹ Rechtssache T-87/05, Randnr. 116.

⁵¹⁰ Rechtssache T-87/05, Randnr. 127.

⁵¹¹ Rechtssache T-87/05, Randnr. 131.

⁵¹² Rechtssache T-87/05, Randnr. 124.

⁵¹³ Rechtssache T-87/05, Randnr. 125.

⁵¹⁴ Rechtssache T-5/02, Randnr. 153.

815. Zum Zeitpunkt der Annahme dieser Entscheidung wird die Öffnung der Märkte für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden in Wallonien und Brüssel gemäß belgischem Recht und der Richtlinie 2003/54/EG unmittelbar bevorstehen. Infolgedessen wird sich der Zusammenschluss sofort auf die geschäftlichen Entscheidungen der Fusionsparteien und Dritter auswirken und dadurch Folgen für die Wettbewerbsbedingungen in sehr naher Zukunft haben.

816. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass es zweckmäßig ist, die Auswirkungen auf den Wettbewerb, die bereits jetzt unmittelbar bevorstehen und ab Januar 2007 in vollem Umfang auf diesen Märkten eintreten werden, zu berücksichtigen.

B.4.1.6.1 Lieferung an zugelassene Haushaltskunden in der Region Flandern

817. In der Region Flandern besitzt Suez (über Electrabel und ECS) derzeit auf dem Markt für die Lieferung an zugelassene Haushaltskunden einen Marktanteil von [50-60]* %; der Marktanteil von GDF (über SPE und Luminus) beträgt [20-30]*%. Diese Daten wurden im Übrigen von der VREG bestätigt⁵¹⁵.

818. Auch Nuon und Essent haben kurze Abstecher auf diesen Markt unternommen. Der von diesen Unternehmen ausgehende Wettbewerbsdruck ist jedoch gering, vor allem, weil sie praktisch kein Stromerzeugungspotenzial in Belgien besitzen.

Lieferung von Strom an zugelassene Haushaltskunden in Flandern

Anbieter	2003		2004		2005	
	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)
Electrabel	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[60-70]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[50-60]*
Suez gesamt	[...]*	[60-70]*	[...]*	[60-70]*	[...]*	[50-60]*
Luminus	[...]*	[20-30]*	[...]*	[20-30]*	[...]*	[20-30]*
SPE	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
GDF gesamt	[...]*	[20-30]*	[...]*	[30-40]*	[...]*	[20-30]*
Suez + GDF	[...]*	[90-100]*	[...]*	[90-100]*	[...]*	[80-90]*
Nuon Belgique SA	[...]*	[5-10]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
Nuon Belgique SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	[...]*	100	[...]*	100	[...]*	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

819. Der geplante Zusammenschluss wird somit die bereits beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) auf dem Markt für die Lieferung an flämische Haushaltskunden verstärken.

B.4.1.5.2 Lieferung an zugelassene Haushaltskunden in der Region Brüssel-Hauptstadt

820. In der Region Brüssel-Hauptstadt wird die Stromlieferung an Haushaltskunden vom 1. Januar 2007 an vollständig liberalisiert sein. Derzeit werden alle Brüsseler Haushaltskunden vom kommunalen Zweckverband Sibelga versorgt. Sibelga hat bereits

⁵¹⁵ Antwort der VREG (Nr. 13108) auf Frage 5.

SUEZ (ECS) als Versorger letzter Instanz derjenigen Haushaltskunden benannt, die ihren Anbieter bis zum 1. Januar 2007 nicht frei wählen werden⁵¹⁶.

821. Nach Schätzungen der Parteien werden Suez (über ECS) und GDF (2007 insbesondere über SPE⁵¹⁷) im Jahr 2007 Marktanteile von [80-90]* % bzw. [0-10]* % besitzen. Suez (ECS) hätte somit auf dem Markt für die Lieferung an Brüsseler Haushaltskunden eine beherrschende Stellung.

Lieferung von Strom an zugelassene Haushaltskunden in Brüssel (2007)

Anbieter	Elektrizität	
	Verkäufe in TWh	Marktanteil (%)
Suez (Electrabel)	[...]*	[0-5]*
Suez (ECS)	[...]*	[80-90]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[80-90]*
SPE	[...]*	[0-5]*
GDF GESAMT	[...]*	[0-5]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*
Nuon	[...]*	[5-10]*
Essent	[...]*	[5-10]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[5-10]*
Gesamt	[...]*	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

822. In ihrer Mitteilung der Beschwerdepunkte vertrat die Kommission den Standpunkt, dass GDF (SPE) keine Haushaltskunden in Brüssel akquiriert, aufgrund der starken Präsenz von SPE auf den Märkten für die Lieferung an Haushaltskunden in Flandern und Wallonien (siehe unten) und ihrer Präsenz auf dem Nachbarmarkt der Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden einen potenziellen Wettbewerber auf dem Markt für die Lieferung an Brüsseler Haushaltskunden ausschalten würde.

823. Die Parteien zeigten sich in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte überrascht über diese Schlussfolgerung der Kommission, da nichts darauf hindeuten würde, dass GDF (SPE) kurz- oder mittelfristig eigene Kunden in diesem Bereich akquirieren würde; nach Angaben der Parteien werde dieser Markt von GDF (SPE) nicht als vorrangiger Markt betrachtet.

824. Die Kommission bleibt dabei, dass bereits aus der Präsenz von GDF (SPE) auf den Nachbarmärkten des Marktes für die Lieferung an Brüsseler Haushaltskunden gefolgert werden kann, dass GDF (SPE) ein potenzieller Einsteiger in diesen Markt ist. Weiterhin wurde nach der Zusendung der Mitteilung der Beschwerdepunkte bestätigt, dass SPE

⁵¹⁶ Entscheidung Nr. 2004-C/C-26 vom 8. März 2004 in der Sache CONC-C/C-04/00005: ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS S.A./SIBELGA.

⁵¹⁷ Seit 31. Juli 2006 sind die Gesellschaften SPE, Luminus, ALG Négoce, ALE trading und City Power in und unter der einzigen juristischen Person SPE vereint. 2007 wird SPE die einzige rechtliche Struktur der Gruppe sein.

durchaus die Absicht hat, nach der Marktöffnung am 1. Januar 2007 in den Markt für die Lieferung von Strom an Brüsseler Haushaltskunden einzusteigen.⁵¹⁸

825. In diesem Zusammenhang sind auch zwei Aspekte der Regelung des Brüsseler Strommarktes zu betonen: i) Aus Artikel 21 Absatz 1 der Verordnung vom 19. Juli 2001 über die Organisation des Elektrizitätsmarktes in der Region Brüssel geht hervor, dass die Zulassung, die erforderlich ist, um in der Region Brüssel-Hauptstadt als Versorger tätig zu werden, für alle Kategorien zugelassener Kunden gilt⁵¹⁹, während ii) aus Artikel 25 ter eines Entwurfs einer Brüsseler Verordnung⁵²⁰ hervorgeht, dass jeder Versorger, der eine solche Zulassung besitzt, verpflichtet ist, allen zugelassenen Haushaltskunden, die dies verlangen, innerhalb von 10 Werktagen nach diesem Verlangen angemessene und diskriminierungsfreie Angebote zu unterbreiten.
826. Daraus folgt, dass der Eintritt in den Markt der Haushaltskunden seitens aller Lieferanten, die bereits vor der Öffnung des Marktes der Haushaltskunden eine Zulassung zur Versorgung dieser Kunden in der Region Brüssel besitzen, wie GDF (SPE), nicht mehr nur möglich, sondern geradezu unvermeidbar ist.
827. Ergänzend ist anzumerken, dass GDF (SPE) über L-Gas verfügt und dass alle Brüsseler Haushaltskunden Erdgas dieser Qualität verbrauchen. Angesichts der Bedeutung, die duale Angebote für die Märkte der Lieferung an Haushaltskunden (siehe oben) haben, ist GDF (SPE) ein umso besser aufgestellter potenzieller Wettbewerber im Bereich der Lieferung von Strom an Haushaltskunden in Brüssel.
828. Die Kommission bleibt daher dabei, dass der geplante Zusammenschluss einen potenziellen Wettbewerber des Marktes für die Lieferung von Strom an Brüsseler Haushaltskunden ausschalten würde.

B.4.1.6.3 Lieferung an zugelassene Haushaltskunden in der Region Wallonien

829. In Wallonien wird die Lieferung von Strom an Haushaltskunden vom 1. Januar 2007 an vollständig liberalisiert sein. Derzeit werden alle wallonischen Haushaltskunden von den kommunalen Zweckverbänden versorgt. Der Lütticher Zweckverband A.L.G. hat bereits jetzt Luminus, ein Unternehmen der SPE-Gruppe, als Versorger letzter Instanz für diejenigen Haushaltskunden benannt, die ihren Versorger bis zum 1. Januar 2007 nicht

⁵¹⁸ Schreiben von SPE vom 13. September 2006 (Nr. 17215).

⁵¹⁹ Artikel 21 Absatz 1 der Verordnung vom 19.7.2001 über die Organisation des Elektrizitätsmarktes in der Region Brüssel. Moniteur belge vom 17.11.2001.

⁵²⁰ Verordnung zur Änderung der Verordnungen vom 19. Juli 2001 und 1. April 2004 über die Organisation des Elektrizitäts- und Gasmarktes in der Region Brüssel-Hauptstadt und zur Aufhebung der Verordnung vom 11. Juli 1991 über das Recht auf die Minimalversorgung mit Strom und der Verordnung vom 11. März 1999 zur Aufstellung von Maßnahmen zur Vorbeugung der Unterbrechung der Erdgasversorgung zu Haushaltszwecken. Siehe insbesondere Seite 20 Artikel 25 ter (siehe Schreiben von M. Devuyt (Nr. 18410) vom 25. September 2006).

Obwohl es sich derzeit nur um den Entwurf einer Verordnung handelt, könnte diese Bedingung im November 2006 verabschiedet werden. [...] * Angesichts der kurz bevorstehenden und wahrscheinlichen Annahme stellt dies einen Aspekt dar, das bei einer vorausschauenden wettbewerblichen Würdigung berücksichtigt werden kann.

frei wählen werden.⁵²¹ Nach Schätzungen der Parteien werden Suez (über ECS) und GDF (2007 insbesondere über SPE⁵²²) im Jahr 2007 Marktanteile von [40-50]* % bzw. [20-30]* % besitzen.

830. Die von den Parteien übermittelten Daten scheinen noch zu niedrig zu sein. Die Parteien nehmen in der Tat an, dass ihre Wettbewerber allein im Jahr 2007 in der Lage sein werden, bei der Versorgung wallonischer Haushaltskunden einen Marktanteil von mehr als 20 % zu erwerben. Dieser Prozentsatz liegt deutlich über dem, den dieselben Wettbewerber während eines deutlich längeren Zeitraums in Flandern erreichen konnten.⁵²³

Lieferung von Strom an Haushaltskunden in Wallonien (2007)

Anbieter	Elektrizität	
	Verkäufe in TWh	Stellung (%)
Suez (Electrabel)	[...]*	[0-5]*
Suez (ECS)	[...]*	[40-50]*
Suez (Distrigaz+ ECS)	[...]*	[40-50]*
SPE	[...]*	[20-30]*
GDF GESAMT	[...]*	[20-30]*
Suez + GDF	[...]*	[60-70]*
Nuon	[...]*	[5-10]*
Essent	[...]*	[0-5]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[15-20]*
Gesamt	8.8	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

831. Der geplante Zusammenschluss schaltet somit GDF (SPE) als den stärksten Wettbewerber von Suez auf dem liberalisierten Markt aus. Der angemeldete Zusammenschluss wird so eine beherrschende Stellung der Parteien auf dem wallonischen Markt für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden begründen.

B.4.1.5.4 Hypothetischer nationaler Markt für die Lieferung an Haushaltskunden

832. Die Kommission ist der Ansicht, dass es sich bei den Märkten für die Lieferung von Strom an Haushaltskunden um regionale Märkte handelt. Hilfsweise soll jedoch bewiesen werden, dass der geplante Zusammenschluss auch auf einem hypothetischen nationalen Markt für die Lieferung an Haushaltskunden, nachdem dieser Markt am 1. Januar 2007 um die dann in den Regionen Brüssel-Hauptstadt und Wallonien

⁵²¹ http://www.alg.be/news_libe.html.

⁵²² Seit 31. Juli 2006 sind die Gesellschaften SPE, Luminus, ALG Négoce, ALE trading und City Power in und unter der einzigen juristischen Person SPE vereint. 2007 wird SPE die einzige rechtliche Struktur der Gruppe sein.

⁵²³ Der flämische Markt der Haushaltskunden wurde am 1. Juli 2003 geöffnet. Im Jahr 2005 wurde der Marktanteil der Wettbewerber der Parteien (siehe Tabelle oben) auf [10-15]* % geschätzt.

zugelassenen Haushaltskunden erweitert worden ist, die beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) verstärken würde.

833. Die Parteien übermittelten Projektionen für ihre Marktanteile nach der vollständigen Marktöffnung. Diese Daten stimmen im Übrigen mit den von VREG, CWAPE und BIM übermittelten Daten überein.⁵²⁴

Lieferung von Strom an Haushaltskunden in Belgien

Anbieter	2007		2008	
	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)
Electrabel	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
ECS	[...]*	[50-60]*	[...]*	[50-60]*
Zwischensumme Suez	[...]*	[50-60]*	[...]*	[50-60]*
Luminus	[...]*	[10-15]*	[...]*	[20-30]*
SPE	[...]*	[10-15]*	[...]*	[0-5]*
Zwischensumme GDF	[...]*	[20-30]*	[...]*	[20-30]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*	[...]*	[70-80]*
Nuon Belgium SA	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
Essent Belgium SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[5-10]*	[...]*	[10-15]*
Gesamt	25	100	26	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

* Alle Kunden von SPE werden zu diesem Zeitpunkt von Luminus übernommen.

834. Nach Angaben der Parteien spiegeln diese Projektionen den zunehmenden Rückgang der Marktanteile von Suez im Segment der Stromlieferung an Haushaltskunden zugunsten von Wettbewerbern wie Nuon und Essent wider. Die Akquisition von Neukunden durch Nuon und Essent ist allerdings seit 2005 deutlich zurückgegangen⁵²⁵. Daher steht zu befürchten, dass die Marktanteile bis 2008 über den in der Tabelle genannten Marktanteilen liegen werden.

B.4.1.5.5 Lieferung an zugelassene Kunden ohne Segmentierung

835. Die Parteien machten geltend, dass der einzige relevante Markt ein erweiterter Markt für die Lieferung an alle zugelassenen Kunden sei und bestreiten somit das Bestehen von kleineren als nationalen Märkten für die Lieferung an große Industrie- und Gewerbekunden, kleine Industrie- und Gewerbekunden und Haushaltskunden.

836. Aus den bereits dargelegten Gründen teilt die Kommission diese Meinung nicht. Hilfsweise soll jedoch bewiesen werden, dass der geplante Zusammenschluss auch auf einem hypothetischen nationalen Markt für die Lieferung an zugelassene Kunden, ohne Unterscheidung zwischen Kundenkategorien, die beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) verstärken würde.

837. Die folgende Tabelle enthält die Marktanteile der Parteien auf dem hypothetischen Markt für die Lieferung an alle zugelassenen Kunden. Suez besitzt derzeit (über Electrabel und ECS) einen Marktanteil von [70-80]* %, GDF (über Luminus und SPE) einen Marktanteil von [10-15]* %. Der geplante Zusammenschluss wird daher zu einem gemeinsamem Marktanteil von [80-90]*% auf dem hypothetischen Markt für die

⁵²⁴ Antworten der VREG (Nr. 13108), CWAPE (Nr. 13209) und IBGE/BIM (Nr. 13537) auf Frage 5.

⁵²⁵ Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

Lieferung an alle zugelassenen Kunden führen. Diese Daten wurden im Übrigen von CREG, VREG, CWAPE und BIM bestätigt.⁵²⁶

Lieferung von Strom an zugelassene Endkunden (alle Kategorien zusammen) in Belgien

Anbieter	2003		2004		2005	
	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)	Verkäufe (TWh)	Marktanteil (%)
Electrabel ⁵²⁷	[...]*	[40-50]*	[...]*	[40-50]*	[...]*	[30-40]*
ECS	[...]*	[20-30]*	[...]*	[30-40]*	[...]*	[30-40]*
Zwischensumme Suez	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*	[...]*	[70-80]*
Luminus	[...]*	[10-15]*	[...]*	[5-10]*	[...]*	[5-10]*
SPE	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[5-10]*
Zwischensumme GDF	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*	[...]*	[10-15]*
Suez + GDF	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*	[...]*	[80-90]*
EDF	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
RWE AG	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Nuon Belgium SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Essent Belgium SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
E.ON Belgium SA	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Sonstige Wettbewerber	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*	[...]*	[0-5]*
Gesamt	60,2	100	72	100	77,2	100

Quelle: beste Schätzungen der Parteien

838. Der geplante Zusammenschluss wird daher die bereits beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) auf dem hypothetischen Markt für die Lieferung an zugelassene Endkunden, alle Kategorien zusammengenommen, verstärken.

B.5 Vertikale Auswirkungen

839. Die Elektrizitätsmärkte sind zum einen untereinander und zum anderen mit den Erdgasmärkten eng verflochten. Der geplante Zusammenschluss wird daher nicht nur unmittelbare Auswirkungen im Zusammenhang mit Überschneidungen der Marktanteile der Parteien auf einem bestimmten Markt, sondern auch marktübergreifende Auswirkungen haben. Dies hat insbesondere folgende Gründe:

- a) Erdgas ist ein wichtiger Brennstoff für Kraftwerke. Dies kann:
- zu Strategien führen, die darauf abzielen, die Kosten der Wettbewerber zu erhöhen, und
 - zu einem Zugang zu sensiblen Informationen über die Stromerzeugung und die Preispolitik der Wettbewerber auf dem Stromgroßhandelsmarkt und dem Stromhandelsmarkt führen.

⁵²⁶ Antworten der CREG (Nr. 13256) auf Frage 14 und von VREG (Nr. 13108), CWAPE (Nr. 13209) und IBGE/BIM (Nr. 13537) auf Frage 5.

⁵²⁷ In den Verkäufen von Electrabel an zugelassene Endkunden in Belgien sind Verkäufe an Stromanbieter nicht enthalten. So lieferte Electrabel 2005 [0-5]* TWh Strom an Anbieter. Diese Zahlen wurden unter den Verkäufen dieser Lieferanten an zugelassene Kunden und/oder unter den Verkäufen an die kommunalen Zweckverbände erfasst.

- b) Der Zugang zu H-Gas und L-Gas ist erforderlich, um duale Strom-/ Gasverträge anbieten zu können.
- c) Hilfsdienste und Regelernergie betreffen den Betrieb des Stromübertragungsnetzes und können so die Wettbewerbsbedingungen auf den nachgelagerten Märkten, d. h. dem Stromgroßhandelmarkt, dem Stromhandelmarkt und den Märkten für die Lieferung an Endkunden beeinflussen.

Dies kann zu Strategien führen, die darauf abzielen, die Kosten der Wettbewerber zu erhöhen. Diese vertikalen Auswirkungen des Fusionsvorhabens werden die ohnehin schon beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) auf den Strommärkten weiter verstärken.

B.5.1 Erhöhung der Kosten der Wettbewerber für die flexible Erdgasbeschaffung

840. Der angemeldete Zusammenschluss wird die bereits beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) auch dadurch verstärken, dass GDF als potenzieller neuer Anbieter auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger ausgeschaltet wird. Da Suez (über Electrabel) auf allen Strommärkten präsent ist, sind die Möglichkeit und der Anreiz gegeben, die Kosten ihrer Wettbewerber, die Gaskraftwerke besitzen, zu erhöhen und Neueinsteiger vom Bau weiterer Kraftwerke abzuhalten, indem sie die Gasbezugskosten erhöht. Dies wiegt umso schwerer, als die Bauvorhaben vor allem Gaskraftwerke betreffen (siehe unten).
841. Die Erhöhung der Kosten für den flexiblen Gasbezug hat unmittelbare Auswirkungen auf den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelmarkt. Mittelbare Auswirkungen hat sie dagegen auf allen Märkten, da der Zugang zu Erzeugungskapazität in Belgien ein wichtiger Faktor ist, um als Wettbewerber auf diesen Märkten glaubwürdig zu sein.
842. Die Anreize für die Parteien des Zusammenschlussvorhabens, die Kosten der Gaskraftwerke zu erhöhen, werden noch dadurch verstärkt, dass Electrabel der einzige Marktteilnehmer in Belgien ist, der erhebliche Kapazitätsmengen aus Grundlastkraftwerken besitzt. Die Stromgroßhandelspreise werden oft von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken bestimmt. Die Erhöhung der Kosten für den mit Erdgas erzeugten Strom bedeutet nicht nur, dass die Wettbewerber geschwächt werden und der Markteinstieg teurer wird, sondern auch, dass in erster Linie Suez (Electrabel) von den Gewinnen aus den Preiserhöhungen, die sich auf den Großhandels- und Handelsmärkten ergeben, profitiert.
843. Gaskraftwerke benötigen nicht nur eine enorme Erdgasmenge, sondern auch eine flexible Gasversorgung. Aufgrund ihrer Charakteristik erfordern Mittellastkraftwerke ein hohes Maß an Flexibilität bei der saisonalen und monatlichen Erdgasversorgung (da sie im Winter stärker als im Sommer eingesetzt werden), bei der wöchentlichen und täglichen Versorgung (da sie tendenziell unter der Woche und nicht am Wochenende eingesetzt werden) und bei der untertägigen Versorgung (zur Optimierung in Bezug auf den „Spark-Spread“, die sich auf einige Stunden pro Tag beschränken kann).⁵²⁸ Der Flexibilitätsbedarf von gasbetriebenen Spitzenlastkraftwerken unterscheidet sich davon

⁵²⁸ Antwort von EDF (Nr. 14002) und von Essent (Nr. 14121) auf Frage 2 des Fragebogens ‘gas flexibility’.

nicht wesentlich.⁵²⁹ Nicht vorhandene Flexibilitätsressourcen können sich sehr nachteilig auf das Betriebsergebnis des Kraftwerks auswirken⁵³⁰, die Kosten der Wettbewerber erhöhen und neue Anbieter abschrecken.

844. Für Gaskraftwerke gibt es verschiedene Flexibilitätsressourcen: 1) Speicher, 2) verfügbare Flexibilität im belgischen Bilanzausgleichssystem, 3) Nutzung der in einem Erdgaskundenportfolio verfügbaren Flexibilität, 4) vorgelagerte Flexibilität (zugekauft oder im eigenen Portfolio). Allerdings ist Folgendes festzustellen:

- a) Das belgische Gasgesetz sieht vor, dass Speicheranlagenbetreiber die verfügbaren Kapazitäten vorrangig den Inhabern einer Zulassung zur Erdgaslieferung, die Erdgasverteileranlagen versorgen, zuteilen.⁵³¹ Da Erdgasspeicherkapazität in Belgien knapp ist und Gaskraftwerke an das Erdgasfernleitungsnetz angeschlossen sind⁵³², kommen die Betreiber von Gaskraftwerken (oder ihre Lieferanten) für den Erhalt von Ergasspeicherkapazität in Belgien nicht in Betracht.
- b) Die im belgischen Bilanzausgleichssystem verfügbare Flexibilität reicht nicht aus, um ein Gaskraftwerk zu optimieren.⁵³³
- c) Bei sehr großen nachgelagerten Portfolios kann Flexibilität für andere Zwecke freigegeben werden, was zur Optimierung des Lastprofils der Stromerzeugung beitragen kann.⁵³⁴ Die Nutzung dieser Flexibilität bleibt jedoch Marktteilnehmern mit großen Erdgaskundenportfolios und/oder denen, die den zur Stromerzeugung genutzten Brennstoff variieren können, vorbehalten, d. h. Suez (Distrigaz und Electrabel).⁵³⁵
- d) Die vorgelagerten Langfristverträge und, in geringerem Maße, die LNG-Verträge verschaffen wettbewerbsfähige große Flexibilität (bezogen auf die täglichen und jährlichen Mengen).⁵³⁶ Es hat in der Tat den Anschein, dass die

⁵²⁹ Antwort von SPE (Nr. 14708) auf Frage 2 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³⁰ Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 3 des Fragebogens 'gas flexibility'. Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 4 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³¹ Artikel 15/11 Absatz 2 Ziffer 1 des Gasgesetzes. Siehe auch Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 1 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³² EDF (Nr. 14002) weist auch darauf hin, dass Gaskraftwerke direkt an Speicheranlagen oder LNG-Terminals angebunden werden können. Dies stellt das hier ausgeführte Argument nicht in Frage, da diese Kraftwerke keinen Anschluss an das Verteilernetz und somit keine Priorität bei der Allokation von Speicherkapazität haben. Die kleineren Stromerzeugungsanlagen sind dagegen oft an das Erdgasverteileretz angeschlossen (Essent (Nr. 14121) und Nuon (Nr. 13797)).

⁵³³ Antwort von Nuon (Nr. 14002) auf Frage 3 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³⁴ Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 4 des Fragebogens 'gas flexibility'. Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 3 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³⁵ Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 5 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³⁶ Antwort von EDF (Nr. 14002) auf Frage 5 des Fragebogens 'gas flexibility' und Antwort von Essent (Nr. 4121) auf Frage 1 desselben Fragebogens.

vorgelagerten Verträge dem belgischen Markt mehr Flexibilität verschaffen als die Erdgasspeicher (38,8 % gegenüber 25,1 % bei H-Gas und 43 % bei L-Gas)⁵³⁷. Suez (Distrigaz) und GDF sind die einzigen Teilnehmer des belgischen Erdgasmarktes, die erhebliche Flexibilitätskapazitäten in vorgelagerten Verträgen besitzen.

845. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestritten die Parteien, in der Lage zu sein, die Erdgasbezugskosten der Wettbewerber zu erhöhen. In den vorgebrachten Argumenten werden zum einen die horizontalen Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses auf den Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger geleugnet. Diese Argumente wurden oben widerlegt. Zum anderen bestreiten die Parteien, einen Anreiz zu haben, eine solche Strategie zu verfolgen, was im Folgenden widerlegt wird.

846. Die Parteien stützen ihre Argumentation auf eine Studie [eines Beratungsunternehmens]*. Der Bericht [des Beratungsunternehmens]* legt im Wesentlichen dar, dass eine Strategie der Erhöhung der Kosten für die Erdgaslieferung an SPE zur Folge hätte, dass die Gaskraftwerke von SPE in der Einsatzreihenfolge nach hinten rutschen würden. Infolgedessen werden die Kraftwerke von SPE weniger häufig eingesetzt ('dispatched'), da ihre Grenzkosten höher sind und eine Zuschaltung wirtschaftlich nur zu rechtfertigen ist, wenn die Stromnachfrage (und der damit zusammenhängende Preis) höher als zuvor ist. Daraus, dass Erhöhungen der Strompreise nach einer Erhöhung des Erdgaspreises begrenzt sind und dass eine Diskriminierung bei der Erdgasbelieferung einfach festzustellen ist, folgert der Bericht, dass für die Parteien kein Anreiz bestehe, die Gaspreise zu erhöhen.

847. Bei der Argumentation, dass eine Strategie der Erhöhung der Kosten der Wettbewerber von SPE leicht festgestellt werden könne, unterstellt der Bericht [des Beratungsunternehmens]* einen engen und einzigen kausalen Zusammenhang zwischen der schlichten Feststellung, dass ein Kraftwerk in Betrieb ist, und dem Preis des an dieses Kraftwerk gelieferten Erdgases. Das Gegebensein dieses Zusammenhangs unterstellt, dass Stromerzeuger ihre Kraftwerke optimieren, indem sie sie betreiben, wenn der Strompreis über den Grenzkosten liegt, die weitgehend durch den Gaspreis bestimmt werden, und umgekehrt.

848. In Wirklichkeit ist dieser Kausalzusammenhang wesentlich komplizierter.⁵³⁸ Hier einige Beispiele:

- a) Der enge Zusammenhang unterstellt, dass alle Erzeuger ihre Kraftwerke in Bezug auf einen einzigen Strompreis optimieren, den es, wie im Bericht [des Beratungsunternehmens]* ⁵³⁹ bestätigt wird, in Belgien nicht gibt.

⁵³⁷ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens 'gas flexibility'.

⁵³⁸ Klarzustellen ist, dass ihre Argumente keine Auswirkungen auf das Argument der Kommission haben, dass die Parteien Zugang zu sensiblen Informationen ihrer Wettbewerber erhalten. Das Argument der Kommission beruht darauf, dass die Parteien Zugang zu Informationen haben, weil sie Gaslieferanten der Kraftwerke der Wettbewerber sind. Das Argument des Berichts [des Beratungsunternehmens]* beruht darauf, dass einfach feststellbar ist, ob ein Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht.

- b) Es kann aufgrund von technischen Rahmenbedingungen ('Ramp-up'- und 'Ramp-down'-Kosten und -Zeiten) wirtschaftlicher sein, ein Kraftwerk (vorübergehend) weiterzubetreiben, selbst wenn die Grenzkosten (d. h. der Erdgaspreis) höher sind (und umgekehrt).
- c) Der Einsatz eines Kraftwerks kann mit anderen Bedingungen der Erdgaslieferung als dem Preis verknüpft sein, insbesondere mit der Flexibilität. Flexibilitätsbeschränkungen können den Betrieb eines Kraftwerks verhindern, obwohl die Opportunitätskosten des Erdgases allein für einen wirtschaftlichen Einsatz sprechen würden, und umgekehrt. Dieser Zusammenhang mit der Flexibilität verkompliziert sich noch weiter, wenn die für ein Kraftwerk verfügbare Flexibilität anhand der gesamten, für das Erdgasportfolio eines Stromerzeugers erforderlichen Flexibilität optimiert wird, die beispielsweise auf seiner Tätigkeit als Erdgaslieferant beruht.
- d) Die Erzeugungskapazität kann ganz oder teilweise für den Markt der Hilfsdienste und Regelenergie bestimmt sein. In diesem Fall wird der Einsatz eines Kraftwerks, unabhängig vom Erdgaspreis, durch das Vorliegen eines Ungleichgewichts im Übertragungsnetz beeinflusst.
- e) Das Kraftwerk kann eingesetzt werden oder nicht, um Ungleichgewichte in Bezug auf das beim ÜNB nominierte Programm zu vermeiden (Auto-Balancing oder Intraday-Lieferung an einen Dritten). In einem solchen Fall ist der relevante Strompreis der Preis für die Lieferung von Ausgleichsenergie nach dem Bilanzausgleichssystem des ÜNB und nicht der Preis des Stroms.
- f) Die Behauptung der Parteien, eine Diskriminierung sei leicht feststellbar, hängt damit zusammen, dass die Preise für die Lieferung an die gasbetriebenen Kraftwerke von Suez auf einem wettbewerbsfähigen Niveau bleiben und nur die Preise für die Lieferung an SPE angehoben werden.⁵⁴⁰ Dem Bericht [des Beratungsunternehmens]* zufolge würde Electrabel ansonsten Geld verlieren.

Dieses Argument ist insofern falsch, als die Belieferung der Kraftwerke von Electrabel interne Lieferungen der Suez-Gruppe betrifft, so dass eine Erhöhung der Gaspreise gegenüber Electrabel aus der Sicht der Suez-Gruppe finanziell neutral ist.

Da eine Strategie der Erhöhung der Erdgaskosten von SPE sowie Electrabel nichts an der Position eines Kraftwerks in der Einsatzreihenfolge ändert, ist durchaus denkbar, dass es Suez gelingt, die Erhöhung der Gaspreise für Dritte zu verschleiern. Eine solche Strategie ist umso wahrscheinlicher, als sie zu einer stärkeren Erhöhung der Strompreise führt, von der angesichts ihrer Grundlastkraftwerke und aufgrund ihrer Stellung als Erdgaslieferant der Wettbewerber, die Gaskraftwerke besitzen, vor allem Suez (Electrabel) profitiert.

⁵³⁹ Bericht [des Beratungsunternehmens]*, von den Parteien in Anhang 13 ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegt. Seite 7.

⁵⁴⁰ Bericht [des Beratungsunternehmens]*, von den Parteien in Anhang 13 ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegt. Seite 5.

849. Die Parteien sind der Ansicht, dass kein Anreiz zur Erhöhung der Preise für die Lieferung von Erdgas an SPE besteht, da dies nicht zu wesentlichen Erhöhungen der Strompreise führen würde. Ein Anreiz zur Erhöhung der Preise ist jedoch gegeben, solange sich dies positiv auf den Strompreis auswirkt. Zudem stehen Suez (Electrabel) günstigere und weniger leicht feststellbare Strategien offen.
850. Der Bericht [des Beratungsunternehmens]* räumt jedenfalls auch ein: „*A margin squeeze would likely cause serious financial problems for SPE*“.⁵⁴¹ Darüber hinaus berücksichtigt der Bericht [des Beratungsunternehmens]* nur die unmittelbaren Auswirkungen einer Erhöhung des Gaspreises auf den Einsatz des Kraftwerksparks von SPE und scheint außer Acht zu lassen, dass SPE auch als Stromversorger tätig ist. Ein Versorger verpflichtet sich, seine Kunden über lange Zeiträume zu versorgen. Im Fall einer Erhöhung der Kosten ihrer Kraftwerke wäre SPE gezwungen, entweder mehr Strom auf dem Handelsmarkt zu kaufen⁵⁴² (womit sich SPE einem Markt aussetzen würde, der auch im Bericht [des Beratungsunternehmens]* als illiquide beschrieben wird) oder Strom mit Verlust zu erzeugen oder ihren Verpflichtungen zur Einspeisung in das Netz nicht nachzukommen und sich dem Bilanzausgleichssystem und den damit verbundenen hohen Strompreisen auszusetzen (siehe Beispiel von SourcePower) oder ihren Kundenstamm oder einen Teil davon abzugeben. Alle Optionen sind für die Stellung von SPE als Stromversorger unter finanziellen Gesichtspunkten und im Hinblick auf ihr Image bei bestehenden oder potenziellen Kunden ungünstig. Wenn man die Tätigkeiten von SPE als Stromversorger mitberücksichtigt, sind die Folgen für SPE somit noch schwerwiegender und gehen über die unmittelbaren Auswirkungen auf den Einsatz ihres Erzeugungsportfolios, die im Bericht [des Beratungsunternehmens]* analysiert und in diesem Bericht bereits als ernst betrachtet wurden, hinaus.
851. Indem die Parteien bestätigen, dass eine Erhöhung der Gaspreise nachteilige finanzielle Folgen für SPE hätte, bestätigen die Parteien, dass eine Erhöhung des Gaspreises oder die reale Möglichkeit einer solchen Erhöhung eine abschreckende Wirkung auf neue Anbieter hätten.
852. Schließlich ist zu betonen, dass der Preis nur einer der wesentlichen Faktoren bei der Erdgasversorgung ist. Ein weiterer Faktor ist die in den Verträgen vorgesehene Flexibilität. Wie bereits erwähnt, kann mangelnde Flexibilität die Rentabilität der Gaskraftwerke erheblich beeinträchtigen, und eine alternative Strategie kann darin bestehen, Verträge ohne oder mit wenig Flexibilität anzubieten. Eine solche Strategie ist umso wahrscheinlicher, als i) Speicherkapazität in Belgien knapp ist, ii) der Gasverbrauch in Gaskraftwerken, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, in Belgien keinen Anspruch auf Speicherkapazitäten begründet und iii) diese Strategie schwer feststellbar ist.
853. Als Beweis dafür, dass diese Strategie glaubhaft ist, ist zu erwähnen, dass zutage getreten ist, dass Suez (Distrigaz) Essent für deren im Bau befindliches Gaskraftwerk nur

⁵⁴¹ Bericht [des Beratungsunternehmens]*, von den Parteien in Anhang 13 ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegt, S. 5.

⁵⁴² Nach den von den Parteien vorgelegten Zahlen (Antwort der Parteien auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) Nr.) ist SPE bereits heute ein Nettokäufer von Strom auf dem Handelsmarkt.

einen Gasliefervertrag mit einem flachen Profil ohne jegliche Flexibilität (und auf 50 % des Bedarfs begrenzt) angeboten hat.⁵⁴³

854. Die Kommission bleibt daher dabei, dass die Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses auf den Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger auf die Stromerzeugungsbedingungen ausstrahlen werden, da der Zusammenschluss die beiden einzigen Anbieter zusammenführt, die Zugang zu Erdgas haben und über die notwendige Flexibilität zur Optimierung der Gaskraftwerke verfügen. Dies wiegt umso schwerer, als die zu errichtenden neuen Kraftwerke Gaskraftwerke sind (siehe unten) und der Zusammenschluss somit eine hohe Abschreckungswirkung auf den Markteinstieg hätte.

B.5.2 ZUGANG ZU SENSIBLEN INFORMATIONEN ÜBER DIE WETTBEWERBER

855. Die Parteien werden Informationen über die Erdgaskosten ihrer (potenziellen) Hauptwettbewerber auf dem Stromgroßhandelsmarkt haben. GDF ist am besten aufgestellt, um in den Markt für die Lieferung an Stromerzeuger einzusteigen (siehe auch oben). So hat SPE, wenn die geplante Fusion nicht stattfindet, eine reelle Chance, sich von GDF mit Erdgas versorgen zu lassen und diesen Wettbewerbsnachteil zu verhindern. Die gleiche Argumentation gilt auch für andere (derzeitige oder potenzielle) Stromerzeuger, die Erdgas in Belgien verwenden.

856. Erdgas stellt bei den Gesamtkosten der Stromerzeugung den größten Kostenfaktor dar. Noch wichtiger ist, dass Gas bei der Stromerzeugung aus Erdgas mindestens 90 %⁵⁴⁴ der Grenzkosten ausmacht. Die optimale Zuschaltung (Dispatching) der Stromerzeugungseinheiten wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung in Bezug auf den praktizierten Preis auf dem Stromhandelsmarkt bestimmt.

857. Die Parteien können folglich dadurch, dass sie die Kosten des an Wettbewerber gelieferten Erdgases kennen, die Grenzkosten der Wettbewerber auf dem Stromgroßhandelsmarkt schätzen und damit jederzeit auch die Position der Stromerzeugungseinheiten der Wettbewerber in der Einsatzreihenfolge, die Mindestpreise, zu denen diese bereit sind, den erzeugten Strom zu verkaufen, und die Zeiten, zu denen die Wettbewerber wahrscheinlich Strom erzeugen oder kaufen werden, sowie den Preis dieses Stroms.

858. Erdgasausspeisungen aus dem Netz müssen im Voraus (normalerweise einen Tag vorher) stundenbezogen nominiert werden. Infolgedessen werden die Parteien als Betreiber des Erdgasnetzes und als Erdgasanbieter das für den Folgetag geplante Stromerzeugungsprofil der Gaskraftwerke ihrer Wettbewerber im Voraus kennen.

859. Dies bedeutet, dass die Parteien einen detaillierten Einblick in die Produktionspläne der Wettbewerber, deren Entscheidungen, Strom zu erzeugen oder zu kaufen, und die Preise, zu denen die Wettbewerber bereit sind, Strom am Markt zu kaufen oder zu verkaufen, erhalten werden. Verstärkt werden die wettbewerbswidrigen Auswirkungen dieser Informationen noch dadurch, dass das Verhalten der Wettbewerber zum Zeitpunkt des

⁵⁴³ Schreiben von Essent vom 23. September 2006 (Nr.).

⁵⁴⁴ Bericht [des Beratungsunternehmens]*, von den Parteien in Anhang 13 ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegt, S. 5.

Angebots an der künftigen Strombörse BELPEX durch den Zusammenschluss transparenter wird.

860. Der Zugang der Parteien des Zusammenschlusses zu privilegierten Informationen:

- a) hält neue Anbieter, die bereit wären, gasbetriebene Kraftwerke zu errichten, noch stärker vom Markteinstieg ab,
- b) wird dazu beitragen, das (ohnehin schon geringe) Vertrauen in die Preisbildung auf dem belgischen Strommarkt im Allgemeinen und an der künftigen Strombörse BELPEX im Besonderen zu untergraben, und dadurch
- c) die Risiken und die Kosten für diese Wettbewerber, die von Stromeinfuhren abhängig sind, erhöhen.

B.5.3 DUALE ANGEBOTE

861. Duale Angebote ermöglichen Verbundvorteile („economies of scope“) bei der Datenverarbeitung, der Abrechnung und in anderen Bereichen⁵⁴⁵, die auf 50 % der Angebote für ein Einzelprodukt geschätzt werden können.⁵⁴⁶ Zudem sind die Kosten für die Akquisition eines Stromkunden, an den ein Anbieter bereits Erdgas liefert (und umgekehrt), geringer als die Kosten für die Akquisition eines völlig neuen Kunden und ermöglichen es den Anbietern, ihren bestehenden Kundenstamm, an den sie bereits eines der Produkte verkaufen, zu verwerten. Für Endkunden haben duale Angebote den Vorteil, dass sie nur Rechnungen eines Versorgers und eventuell sogar günstigere Preise erhalten.⁵⁴⁷

862. Das Potenzial für duale Angebote ist in Belgien hoch. 55 % der Stromkunden haben Erdgasverträge, und in einigen Regionen ist der Anteil der Kunden von dualen Angeboten noch deutlich höher. In den flämischen Gegenden, in denen ECS der Versorger letzter Instanz ist, beziehen 80 % der Kunden Strom und Gas aus einer Hand.⁵⁴⁸ Bestätigt wird dies durch Untersuchungen des belgischen Regulierers VREG. Einer Umfrage der VREG zufolge ist die Möglichkeit, Strom und Gas aus einer Hand zu beziehen, für 82 % der Befragten der wichtigste Grund bei der Wahl eines Stromanbieters. Bei der Wahl eines Erdgasanbieters stellt sogar für 89 % der Befragten das Bestehen eines dualen Angebots den wichtigsten Entscheidungsgrund dar.⁵⁴⁹

⁵⁴⁵ Antwort von SPE (Nr. 13997) auf die Fragen 30 und 82 des Fragebogens Phase I.

⁵⁴⁶ Antwort (Nr. 14958) auf Frage 81 des Fragebogens Phase I.

⁵⁴⁷ Auszüge aus dem Bericht von Data Monitor, der mit dem Schreiben von Nuon vom 20. Juli 2006 12:28 (Nr. 13697) übermittelt wurde. Siehe beispielsweise auch (Nr. 14958) und Total (Nr. 14549) auf die Fragen 30 und 82 des Fragebogens Phase I und die Antworten von Nuon (Nr. 13797) und Essent (Nr. 13297) auf Frage 23(n) des Fragebogens ‚(potential) competitors‘.

⁵⁴⁸ Antwort von SPE (Nr. 13997) auf die Fragen 30 und 82 des Fragebogens Phase I.

⁵⁴⁹ VREG „Gedrag en ervaringen van huishoudelijke energie afnemers op de geliberaliseerde Vlaamse energiemarkt“ (13.1.2006).

863. Die Bedeutung der dualen Angebote für die Märkte der Lieferung an Haushaltskunden wird ab 1. Januar 2007, wenn die Haushaltskunden in den Regionen Brüssel-Hauptstadt und Wallonien zugelassen sein werden, noch steigen.⁵⁵⁰
864. Das Vermögen, duale Strom-/Gasverträge anzubieten, ist daher eine Grundvoraussetzung dafür, in den Markt für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden und an Haushaltskunden einzusteigen und dort zu konkurrieren.⁵⁵¹ Große Industrie- und Gewerbekunden wählen ihre Anbieter dagegen vor allem nach dem Erdgas- und Strompreis und legen keinen großen Wert auf kombinierte Angebote.⁵⁵²
865. Angesichts der Vorteile für die Anbieter, duale Verträge anzubieten, und der Präferenzen der Verbraucher ist es für Anbieter wichtig, in der Lage zu sein, duale Strom- und Gasverträge anzubieten, um im Wettbewerb mithalten zu können, Neukunden zu akquirieren und diese zu halten.
866. Indem GDF als glaubwürdiger alternativer Anbieter von L- und H-Gas ausgeschaltet wird, würde der angemeldete Zusammenschluss die Stellung von Suez (Electrabel) auf den Märkten für die Lieferung von Strom an kleine Industrie- und Gewerbekunden sowie an Haushaltskunden stärken, da die fusionierte Einheit künftig als einziges Unternehmen in der Lage wäre, duale Angebote für L-Gas und/oder H-Gas und Strom zu interessanten Preisen anzubieten.

B.5.4 ERHÖHUNG DER KOSTEN DER WETTBEWERBER ÜBER HILFSDIENSTE UND REGELENERGIE

867. Weiter oben wurde bereits aufgezeigt, dass der geplante Zusammenschluss die Möglichkeiten, die Preise für die Lieferung von Hilfsdiensten und Regelenergie an Elia zu erhöhen, verbessern würde. Für die Parteien ist auch der Anreiz gegeben, dies zu tun, da sich dadurch die Kosten der Wettbewerber auf den dem Netz von Elia nachgelagerten Märkten erhöhen. Es hat in der Tat den Anschein, dass die Preise des Bilanzausgleichssystems höher als in den Nachbarländern sind.⁵⁵³
868. Es ist richtig, dass sich eine Erhöhung der Preise für Hilfsdienste und Regelenergie zunächst unmittelbar auf den einzigen Abnehmer dieser Dienste, nämlich Elia, auswirken wird. Die Kosten werden jedoch von Elia über die verschiedenen Tarife für die Benutzer des Übertragungsnetzes und das Bilanzausgleichssystem umgelegt.
869. Dabei werden die Netzbenutzer, die Energie entnehmen, insbesondere mit den unter den Buchstaben a), b), c) und d) der Abschnitte über die Definition des Marktes für Hilfsdienste und Regelenergie genannten Tarifen belastet. Der unter Buchstabe e) genannte Tarif „Ausgleich der viertelstündigen Bilanzkreisweichungen“ wird den Bilanzkreisverantwortlichen berechnet.⁵⁵⁴ Dieser Tarif deckt die Kosten für die

⁵⁵⁰ Antwort von Centrica (Nr. 13872) auf Frage 23(n) des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

⁵⁵¹ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 23(n) des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

⁵⁵² Siehe Antworten der großen Kunden auf Frage 82 des Fragebogens Phase I.

⁵⁵³ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 3 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

⁵⁵⁴ Antwort der CREG (Nr.°13256) auf Frage 3(h).

Aktivierung (nicht aber die Reservierung) der Sekundär- und Tertiärregelreserve. Die CREG schätzt, dass die Kosten der Hilfsdienste, die über das Netztarifsystem umgelegt werden, im Jahr 2006 132,64 Mio. Euro betragen werden, während den Bilanzkreisverantwortlichen 16 Mio. Euro berechnet werden.⁵⁵⁵

870. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte bestritten die Parteien, dass für die Parteien ein Anreiz bestehe, die Preise für Hilfsdienste und Regelenergie zu erhöhen, da sie dadurch als große Nutzer des Netzes von Elia selbst benachteiligt würden.⁵⁵⁶
871. Es stimmt, dass sich eine Erhöhung der Tarife auch auf die Kosten auswirken wird, die die Parteien für die Benutzung des Übertragungsnetzes und das Bilanzausgleichssystem zu zahlen haben. Bei den Parteien wird jedoch die Erhöhung der Tarife durch die Vergrößerung ihrer Gewinnspannen bei Hilfsdiensten und Regelenergie mehr als kompensiert. Die Gewinne aus der Erhöhung der Preis für Hilfsdienste und Regelenergie fließen fast ausschließlich Suez (Electrabel) zu. Der Tarif für die primäre Frequenzregelung, die Sekundärregelung des Leistungsausgleichs in der belgischen Regelzone und den *Black-Start*-Dienst wird dagegen auf alle Netzbenutzer umgelegt, einschließlich der Wettbewerber der Parteien auf den Märkten für die Lieferung an Endkunden. Der Teil der Kosten, der auf die Wettbewerber der Parteien auf den Märkten für die Lieferung an zugelassene Kunden umgelegt wird, stellt für die Parteien Nettoeinnahmen dar.
872. Der Anreiz für die Parteien, die Kosten ihrer Wettbewerber zu erhöhen, ist noch größer, wenn sie Marktanteile auf den verschiedenen Märkten für die Lieferung an Endkunden sie verlieren, da dies die Differenz zwischen den Gewinnen aus der Erhöhung der Preise für Hilfsdienste und Regelenergie und den Tarifen, die die Parteien an Elia zahlen müssen, noch vergrößert. Hinzufügen ist, dass die Parteien nach eigenen Angaben Verluste von Marktanteilen auf den Versorgungsmärkten absehen (siehe Tabellen unten).
873. Weiterhin wird der Tarif für den Ausgleich der viertelstündigen Bilanzkreisweichungen den Bilanzkreisverantwortlichen berechnet.⁵⁵⁷ Es ist daran zu erinnern, dass die Bilanzkreisabweichungsrisiken nicht symmetrisch verteilt sind, sondern vor allem Marktteilnehmer treffen, die von Einfuhren abhängig sind, d. h. die Wettbewerber der Parteien auf dem Stromgroßhandelsmarkt. Dieser Umstand wird daher den Anreiz für die Parteien, die Preise zu erhöhen, verstärken, insbesondere für die Lieferung der Sekundär- und Tertiärregelreserve, da diese seit Anfang des Geschäftsjahres 2006 direkt auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt werden (*passed through*)⁵⁵⁸.
874. Es ist daran zu erinnern, dass die Schranken für die Wettbewerber der Parteien, Hilfsdienste und Regelenergie zu erbringen bzw. zu liefern, deutlich höher als bei der Belieferung zugelassener Kunden sind, denn i) besteht nahezu keine Möglichkeit, diese Dienste über Einfuhren zu erbringen, ii) wird ein diversifizierter Kraftwerkspark mit

⁵⁵⁵ Antwort der CREG (Nr.°13256) auf Frage 3(j).

⁵⁵⁶ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 716.

⁵⁵⁷ Antwort der CREG (Nr.°13256) auf Frage 3(h).

⁵⁵⁸ Antwort der CREG (Nr.°13256) auf Frage 3(g).

besonderen technischen Merkmalen benötigt und iii) können Hilfsdienste und Regelleistung nicht auf dem Stromhandelsmarkt beschafft werden. Die Risiken für die Parteien, eine Strategie der Erhöhung der Kosten der Wettbewerber zu betreiben, werden dadurch in Grenzen gehalten, was eine solche Strategie noch wahrscheinlicher macht.

875. Da Spitzenlastkapazität aus Erdgas relativ gut geeignet ist, um zusätzliche Reserven und Regelleistung und insbesondere Sekundär- und Tertiärregelreserven vorzuhalten, gelten die ausgeführten Argumente hinsichtlich der Auswirkungen des Zusammenschlussvorhabens auf die Kosten der Wettbewerber, die Abschreckung vor dem Markteinstieg und den Zugang zu sensiblen Informationen über die Wettbewerber hier *mutatis mutandis* auch für Hilfsdienste und Regelleistung. Die Möglichkeiten und die Anreize für die Parteien, die Kosten ihrer Wettbewerber für Hilfsdienste und Regelleistung zu erhöhen, werden dadurch noch vergrößert.

B.6 Marktzutrittsschranken

876. Die Lieferung von Strom setzt voraus, dass Zugang besteht zu:

- a. Erzeugungskapazität,
- b. einem liquiden Handelsmarkt,
- c. grüne Zertifikaten und KWK-Zertifikaten und
- d. Infrastrukturen wie Stromübertragungs- und Stromverteilernetzen.

Schwierigkeiten beim Zugang zu diesen Faktoren stellen daher erhebliche Marktzutrittsschranken für Wettbewerber dar, die in den Elektrizitätsmarkt einsteigen wollen. Sie verstärken somit die bereits analysierten horizontalen Auswirkungen des angemeldeten Zusammenschlusses.

B.6.1 ZUGANG ZU ERZEUGUNGSKAPAZITÄT

877. Wie bereits betont, stellt der Zugang zu Stromerzeugungskapazität in Belgien einen wichtigen Wettbewerbsvorteil dar. In Belgien ist dieser Wettbewerbsvorteil aus den folgenden Gründen noch ausgeprägter:

- a. Fehlende Liquidität des belgischen Stromhandelsmarktes. Dies erhöht die Abhängigkeit von Einfuhren als Bezugsquelle und die damit verbundenen Risiken (siehe unten).
- b. Die Kapazitäten, die über die VPP-Auktion bereitgestellt wurden, laufen bis 2008 aus (siehe oben)⁵⁵⁹.

878. Der Zugang zu Erzeugungskapazität ist jedoch ein Wettbewerbsvorteil, der sich nicht einfach reproduzieren lässt. Die Hürden für den Bau neuer Kraftwerke sind unter anderem aus den folgenden Gründen hoch:

⁵⁵⁹ Antworten von EDF (Nr. 13426), BP (Nr. 13842) und Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 3 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

- a. Genehmigungsverfahren sind sehr komplex, da sowohl bundesstaatliche als auch regionale Behörden beteiligt sind⁵⁶⁰;
- b. Fehlen von Terminprodukten auf dem Stromhandelsmarkt⁵⁶¹;
- c. die höheren Kosten des Bilanzausgleichssystems für isolierte Einheiten (da Bilanzkreisabweichungsrisiken nicht auf mehrere Erzeugungseinheiten verteilt werden können), was die Rentabilität der Projekte neuer Anbieter, die zuvor nicht über Erzeugungskapazität in Belgien verfügt haben, beeinträchtigt⁵⁶²;
- d. nicht gegebene Möglichkeit, neue Kernkraftwerke zu errichten, da das belgische Recht den Ausstieg aus der Kernenergie vorsieht;
- e. keine Möglichkeit zum Bau von Wasserkraftwerken⁵⁶³;
- f. die Schwierigkeiten beim Bau von Kohlekraftwerken sind erheblich und größer als bei Gaskraftwerken. Verglichen mit der bereits installierten Grundlastkapazität (Kernkraftwerke von Suez), sind Kohlekraftwerke unwirtschaftlich⁵⁶⁴, unter anderem aufgrund der mit den Emissionsrechten verbundenen Kosten⁵⁶⁵. Zudem gibt es kaum Standorte für die Errichtung von Kohlekraftwerken.⁵⁶⁶ Die einzigen in Frage kommenden Standorte für neue Kohlekraftwerke liegen in Antwerpen (aufgrund der Transportkosten der Kohle). Der CO₂-Plan macht den Bau von Kohlekraftwerken jedoch unter wirtschaftlichen Aspekten unmöglich.⁵⁶⁷ Zudem ist es sehr schwierig, Umweltgenehmigungen für diese Art von Kraftwerken zu erhalten⁵⁶⁸;
- g. aus den drei zuletzt genannten Gründen folgt, dass neue Kraftwerke, die in Belgien errichtet werden, vor allem große Gaskraftwerke⁵⁶⁹ sein werden.

⁵⁶⁰ Antworten von EDF (Nr. 13426) und Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens 'potential competitors electricity'. Betreffend Nuon auch deren Antwort auf Frage 14.

⁵⁶¹ Antworten von EDF (Nr. 13426) und Centrica (Nr. 13872) auf Frage 3 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶² Antwort von EDF (Nr. 13426) auf die Fragen 3 und 12 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶³ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶⁴ Antwort von SPE (Nr. 13997) auf Frage 23(a) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶⁵ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 23(a) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶⁶ Antwort von SPE (Nr. 13997) auf Frage 23(a) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁶⁷ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf die Fragen 3 und 14 des Fragebogens 'potential competitors electricity'. Siehe auch Schreiben von Nuon vom 17.07.2006 (Nr. 13394).

⁵⁶⁸ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 23(a) des Fragebogens 'potential competitors electricity'. Schreiben von Nuon vom 17.7.2006 (Nr. 13394).

⁵⁶⁹ In mehreren Antworten wird auch auf Projekte zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verwiesen, die jedoch geringe Kapazitäten betreffen.

Gaskraftwerke (GuD-Kraftwerke) weisen in der Tat den Vorteil begrenzter Anfangsinvestitionen auf.⁵⁷⁰ Allerdings ist Folgendes festzustellen:

- i. Der Anstieg des Gaspreises hat die Rentabilität der Projekte beeinträchtigt.
 - ii. Es gibt nach wie vor nur wenige Standorte für Gaskraftwerke.⁵⁷¹
 - iii. Der Zugang zu Erdgas (Transitkapazität, Zugang zur Flexibilität und Erdgasqualität) wurde in vielen Antworten als erhebliche Schranke bezeichnet⁵⁷² und wird zudem durch die geplante Fusion beeinträchtigt.
 - iv. Das Fehlen eines liquiden Stromhandelsmarktes in Belgien verhindert die Optimierung der Mittel- und Spitzenlastgaskraftwerke, was die Rentabilität der Projekte beeinträchtigt.
- h. Dezentrale Erzeugungsanlagen (wie Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse o. a.) haben begrenzte Kapazitäten, die nicht ausreichen, um wesentliche Marktanteile zu erwerben.
 - i. Aufgrund des nicht vorhandenen liquiden Handelsmarktes fehlt den neuen Kraftwerken ein Verkaufsinstrument, so dass schon beim Bau des Kraftwerks mit der Kundenakquisition begonnen werden muss.

879. Anhand der von den Parteien vorgelegten Daten lässt sich die Mindestzeit für den Bau neuer Kraftwerke auf durchschnittlich 4,7 Jahre schätzen.⁵⁷³ Diese lange Zeit bis zur Inbetriebnahme der eventuell errichteten Erzeugungskapazitäten genügt, um zu beweisen, dass erhebliche Schranken für den Zugang zu Erzeugungskapazität bestehen.

880. Wie die Parteien in ihrer Antwort auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c)⁵⁷⁴ richtig bemerkt haben, sieht die Vereinbarung ‚Pax Electra‘ mit dem belgischen Staat aus dem Jahr 2005 vor, dass konkurrierenden Unternehmen Standorte von Electrabel zur Verfügung gestellt werden, an denen nach Angaben von Suez Kraftwerke mit Kapazitäten bis zu 1500 MW errichtet werden könnten. Suez hat ein Versteigerungsverfahren für drei Standorte eingeleitet.

881. Die Auswirkungen dieser Versteigerung auf die Marktzutrittsschranken wären jedoch begrenzt. Denn es hat sich gezeigt, dass die angebotenen Standorte aufgrund ihrer

⁵⁷⁰ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 23(a) des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

⁵⁷¹ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf die Fragen 3 und 4 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

⁵⁷² Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 3 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

⁵⁷³ Antwort der Parteien (Nr. 17359) vom 15. September auf Frage 2. Dies stellt noch eine konservative Schätzung dar, da sie i) den Bau von Windkraftanlagen beinhaltet (die weniger Zeit benötigen, es jedoch nicht ermöglichen, große Kapazitäten zu errichten) und ii) das Jahr 2006 berücksichtigt, wenn der Zeitpunkt des Grundstückskaufs nicht bekannt ist. Mit der Planung der Projekte wird jedoch wesentlich früher begonnen.

⁵⁷⁴ Antwort der Parteien auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c), Randnr. 248.

Merkmale erhebliche Kosten und Risiken für die Käufer nach sich ziehen, die dazu führen, dass sie wirtschaftlich unattraktiv sind. Zu nennen ist hier unter anderem die Notwendigkeit, 10 bis 17 km (je nach Standort) Erdkabelleitungen zu bauen, um den Standort mit dem Stromübertragungsnetz zu verbinden. Dies zieht Bauzeiten von 7 bis 10 Jahren und je nach gewählter Technik Kosten von 1-2 Mio. Euro nach sich. An den drei Standorten dürfen nur Gaskraftwerke errichtet werden.⁵⁷⁵ Der Bau der Verbindungen zum Erdgasfernleitungsnetz, das je nach Standort in einer Entfernung von 10-17 km liegt, ist daher vorzusehen. Darüber hinaus bestehen bei bestimmten Standorten Bedenken im Hinblick auf die Stabilität, Altlasten im Boden⁵⁷⁶ und die Möglichkeit, die notwendigen Baugenehmigungen zu erhalten.

882. Infolgedessen scheinen die Standorte für den Bau von Kraftwerken mit insgesamt 1500 MW Erzeugungskapazität zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen nicht geeignet zu sein.⁵⁷⁷

883. Die Bauzeiten zur Errichtung der nicht vorhandenen Verbindungen zu den Fernleitungs- und Übertragungsnetzen für Gas und Strom betragen 7 bis 10 Jahre. Selbst wenn man von diesen Zeiten, die mit dem jeweiligen versteigerten Standort zusammenhängen, absieht, beträgt die Zeit zwischen dem Erwerb eines leeren Grundstücks und der Inbetriebnahme eines Kraftwerks von nicht unbedeutender Größe im Schnitt 4 Jahren und 3 Monate.⁵⁷⁸ Aufgrund dieser langen Zeit bis zur Inbetriebnahme der möglicherweise errichteten Erzeugungskapazitäten kann die Kommission den Verkauf der Standorte durch Suez bei der Würdigung dieses Zusammenschlussvorhabens nicht berücksichtigen.

884. Die Kommission bleibt daher dabei, dass beim Zugang zu Erzeugungskapazität hohe Schranken bestehen.

B.6.2 STROMHANDELSMARKT

885. Das Bestehen eines liquiden physischen Strommarktes ist vor allem für neue Anbieter aus den folgenden Gründen wichtig:

- a. Er ermöglicht es Stromerzeugern, die überschüssige Produktion zu verkaufen und ihre Erzeugungsanlagen zu optimieren.

⁵⁷⁵ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 29 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁷⁶ Anlagen zum Schreiben von Nuon (Nr. 13394), Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 29 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁷⁷ Nuon hat nach starken Anreizen nur ein Angebot für einen der drei Standorte abgegeben. Ursprünglich hielt sie alle drei Standorte für ungeeignet (Nuon (Nr. 13394). Siehe auch Antworten von Nuon (Nr. 13797) und Centrica (Nr. 13872) auf Frage 29 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

⁵⁷⁸ Antwort der Parteien vom 15. September 2006 auf Frage 2 des Auskunftersuchens vom 14. September zu den belgischen Elektrizitätsmärkten. Bei dieser Berechnung wurden Standorte für Windkraftanlagen sowie bebaute Grundstücke (mit bestehenden Kraftwerken) nicht berücksichtigt, um einen zuverlässigeren Vergleich mit den von Suez (Electrabel) versteigerten Standorten zu ermöglichen.

- b. Er ermöglicht es nachgelagerten Anbietern, Strom für den Weiterverkauf an Endverbraucher zu beziehen.
- c. Er ermöglicht es Erzeugern und Anbietern, physischen Strom zu kaufen und zu verkaufen, um ihre Risiken zu managen und die Bezugsmengen an ihr Kundenportfolio anzugleichen.
- d. Ein liquider Markt gibt ein zuverlässiges Preissignal zur Optimierung der Portfolios und Investitionen.

886. Alle gängigerweise zur Bewertung der Liquidität und Reife von Stromhandelsmärkten verwendete Indikatoren deuten auf eine große Kluft zwischen dem belgischen Handelsmarkt und den Handelsmärkten der Nachbarländer hin.

887. Die Bewertungen erfolgen anhand der Tabellen in Anhang 1 „Stromhandelsmarkt“. Die folgenden Analysen beruhen auf dem Vergleich des belgischen Marktes mit den anderen Märkten, die für jedes Unternehmen, das Angaben für diese Analyse übermittelt hat, separat betrachtet werden.

a) Bid-Offer-Spread am Spotmarkt (€/MWh)

Bei Spotprodukten ist der Bid-Offer-Spread die Differenz zwischen dem Preis des Verkaufsangebots und dem Preis des Kaufangebots für Spotstrom (Day-Ahead). Eine geringe Differenz ist ein Zeichen für einen wettbewerbsbestimmten und liquiden Markt.

Der Wert des Indikators zeigt, dass der belgische Markt bei Spotprodukten durch einen Bid-Offer-Spread gekennzeichnet ist, der deutlich über dem der bewerteten Märkte der anderen Ländern liegt.

b) Bid-Offer-Spread am Terminmarkt (€/MWh)

Bei Futures ist der Bid-Offer-Spread die Differenz zwischen dem Preis des Verkaufsangebots und dem Preis des Kaufangebots für zukünftigen Strom (Kontrakte über Lieferungen für längere Erfüllungszeiträume als den Folgetag). Eine geringe Differenz ist ein Zeichen für einen wettbewerbsbestimmten und liquiden Markt.

Der Wert des Indikators zeigt, dass der belgische Markt bei Terminprodukten durch einen Bid-Offer-Spread gekennzeichnet ist, der deutlich über dem der bewerteten Märkte der anderen Ländern liegt.

In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁵⁷⁹ vertraten die Parteien die Meinung, der Bid-Offer-Spread sei in erster Linie ein Indikator für die Volatilität der Marktpreise und die Volatilität der Preise beruhe auf der knappen Erzeugungskapazität in Belgien, was wie im Fall der Niederlande zur Folge habe, dass die Strompreise durch die steile Seite des Endes der Angebotskurve des nationalen Erzeugungsparks beeinflusst würden.

⁵⁷⁹ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 590.

Die Kommission merkt zunächst an, dass die Volatilität der Preise ein Merkmal ist, das eng mit illiquiden Märkten verbunden ist, da fehlende Bids und Offers für Stromkontrakte zu Preisschwankungen führen.

Selbst wenn man annimmt, dass die Strompreise in den Niederlanden und Belgien insofern ähnlich gebildet werden, als sie durch die steile Seite der Angebotskurve beeinflusst werden, geht aus den von der Kommission in ihrem Anhang zur Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgelegten Zahlen für die Bid-Offers-Spreads für Spot- und Terminkontrakte hervor (was von den Parteien nicht bestritten wird), dass der niederländische Handelsmarkt durch einen besseren Bid-Offer-Spread als der belgische Markt gekennzeichnet ist.

Die Bestätigung der Parteien, dass die Preisbildung in Frankreich und Deutschland im Gegensatz zu Belgien durch den flachen Teil der Angebotskurve beeinflusst wird, zeigt, dass der belgische Handelsmarkt nicht zum selben Handelsmarkt gehört.⁵⁸⁰

c) Verfügbarkeit und Preis der Grund- und Spitzenlastprodukte

Der Wert dieses Indikator zeigt, dass der belgische Handelsmarkt durch ein nahezu vollständiges Fehlen von Spitzenlastprodukten gekennzeichnet ist.

Spitzenlastprodukte sind für die Versorger zur Anpassung ihrer Profile wichtig. Die Knappheit von Spitzenlastblöcken beinhaltet das Risiko, dem Bilanzausgleichssystem ausgesetzt zu sein. Sie erschwert auch die Belieferung von Kunden mit schwankendem Verbrauchsprofil.

In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte teilten die Parteien mit, dass Spitzenlastprodukte von Natur aus geringere Mengen als Grundlastprodukte erfordern würden.⁵⁸¹ Dies stimmt zwar, lässt jedoch außer Acht, dass die von der Kommission ausgewerteten Antworten auf eine *Knappheit* der Spitzenlastprodukte hinweisen, nicht nur auf eine in Bezug auf die Grundlastprodukte geringere Menge.

d) Verfügbarkeit von Kontrakten für verschiedene Vorlauf- und Erfüllungszeiträume

Der Wert dieses Indikator zeigt, dass der belgische Handelsmarkt durch eine Knappheit von Produkten mit längeren Vorlaufzeiten gekennzeichnet ist. Diese Produkte sind für die Anbieter wichtig für die Lieferung und das Risikomanagement, wenn sie sich gegenüber Kunden zu einer längerfristigen Versorgung verpflichten.

e) Zahl der Bids und Offers zu einem gegebenen Zeitpunkt (in der Zahl der Bids/Offers)

⁵⁸⁰ Auf einem integrierten Markt gäbe es eine einzige Angebotskurve für alle betroffenen Länder und würden die Preise auf diesem gemeinsamen Markt für die betreffenden Länder von der gleichen zentralen Stelle festgelegt (jederzeit). Die Argumentation der Parteien impliziert separate Angebotskurven.

⁵⁸¹ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 591.

Der Wert dieses Indikators zeigt, dass die Zahl der Verkäufer und der Käufer am belgischen Handelsmarkt zu einem gegebenen Zeitpunkt gegenüber den bewerteten Märkten der anderen Länder als niedriger betrachtet wird.

f) Zahl der Teilnehmer auf der Angebotsseite

Der Wert dieses Indikators zeigt, dass die Zahl der Teilnehmer der Angebotsseite des Handelsmarktes gegenüber den bewerteten Märkten der anderen Länder als niedriger angesehen wird. Festzustellen ist, dass durch den Zusammenschluss ein weiterer Teilnehmer ausgeschaltet würde.

g) Zahl der Teilnehmer auf der Nachfrageseite

Der Wert dieses Indikators zeigt, dass die Zahl der Teilnehmer der Nachfrageseite des Handelsmarktes gegenüber den bewerteten Märkten der anderen Länder als niedriger angesehen wird. Festzustellen ist, dass durch die Fusion ein weiterer Teilnehmer ausgeschaltet würde.

In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte wiesen die Parteien darauf hin, dass auf dem belgischen Handelsmarkt nahezu die gleichen Teilnehmer wie auf den anderen nationalen Märkten vertreten seien. Diese Behauptung wird jedoch nicht durch Fakten untermauert und durch die der Kommission vorliegenden Daten widerlegt.

h) Art der Teilnehmer (physisch (P)/finanziell (F))

Der Wert dieses Indikators zeigt, dass der belgischen Handelsmarkt als ein Markt betrachtet wird, auf dem es fast keine finanziellen Teilnehmer gibt. Finanzielle Teilnehmer bringen Liquidität in einen Markt, steigen aber im Allgemeinen erst ein, wenn dieser Markt eine gewisse Ausgangsliquidität erreicht hat. Dies deutet somit auf einen illiquiden Markt hin.

i) Zahl der Bids und Offers zu einem gegebenen Zeitpunkt (in MW)

Der Wert dieses Indikators zeigt, dass der belgische Handelsmarkt gegenüber den bewerteten Märkten der anderen Länder als ein Markt mit einem wesentlich geringeren Volumen an Kauf- und Verkaufsangeboten betrachtet wird.

888. Somit kann der Schluss gezogen werden, dass der belgische Stromhandelsmarkt nicht liquide und im Vergleich zu den betrachteten Märkten der Nachbarländer unterentwickelt ist.

889. Dem ist hinzuzufügen, dass die Liquidität auf dem belgischen Handelsmarkt durch den Stopp der VPP-Auktionen weiter abnehmen wird. Suez (Electrabel) musste sich 2003 gegenüber dem belgischen Wettbewerbsrat verpflichten⁵⁸², 1200 MW über VPP-

⁵⁸² Entscheidung Nr. 2003-C/C-56 vom 4. Juli 2003 ECS/INTEREST; Entscheidung Nr. 2003-C/C-57 vom 4. Juli 2003 ECS/IEH; Entscheidung Nr. 2003-C/C-58 vom 4. Juli 2003 ECS/IVEKA; Entscheidung Nr. 2003-C/C-59 vom 4. Juli 2003 ECS/IMEWO; Entscheidung Nr. 2003-C/C-60 vom 4. Juli 2003 ECS/INTERGEM; Entscheidung Nr. 2003-C/C-61 vom 4. Juli 2003 ECS/IVERLEK; Entscheidung Nr. 2003-C/C-62 vom 4. Juli 2003 ECS/IGAO; Entscheidung Nr. 2003-C/C-63 vom 4. Juli 2003 ECS/GASELWEST.

Auktionen zu verkaufen. Unter Berufung auf Klauseln, die es Suez (Electrabel) ermöglichen, die Menge von 1200 MW zu senken, hat jedoch seit 12. Mai 2005 keine Auktion stattgefunden.⁵⁸³ Die verkauften Kapazitäten betrafen auch Terminprodukte, die die Belieferung mit Strom bis zum dritten Quartal 2008 absichern. Mit der steigenden Anzahl von Futures, die gegen Fälligkeit gehen, und dem Wegfall der Auktionen seit 2005 ist jedoch die Strommenge, die von Suez tatsächlich zu liefern ist, stark zurückgegangen und wird bis Ende 2008 weiter abnehmen.⁵⁸⁴ Die heutige Liquidität beruht somit teilweise auf dem VPP⁵⁸⁵ und würde im Zuge der Fälligkeit der VPP-Produkte abnehmen.

890. Es stimmt, dass sich Suez (Electrabel) im Rahmen der „Pax Electra“ gegenüber der belgischen Regierung verpflichtet hat, nach dem Börsenstart 500 MW über BELPEX zu verkaufen. Diese 500 MW können jedoch die über die VPP-Auktionen verkauften 1200 MW nur teilweise ersetzen. Dem ist hinzuzufügen, dass sich der Handel an der BELPEX auf den Handel mit Spotprodukten beschränken würde, während VPP-Produkte Vorlaufzeiten von bis zu drei Jahren haben. Da das Fehlen von Handelsprodukten vor allem Futures betrifft, hat die „Ersetzung“ der VPP-Produkte durch Verkäufe an der BELPEX Auswirkungen, die weit über eine reine Verringerung der von Suez verkauften Mengen hinausgehen und faktisch die Vernichtung einer Gattung von Handelsprodukten bedeuten.

891. Nicht außer Acht gelassen werden darf jedoch, dass die Einführung der BELPEX mehr Liquidität bringen könnte, da die Märkte, mit denen die BELPEX gekoppelt wäre, liquider als der heutige belgische Handelsmarkt sind. Die Auswirkungen von BELPEX müssen jedoch differenzierter betrachtet werden:

- a) die Einführung wird als notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für die Entwicklung eines reifen und liquiden Marktes angesehen. Die fehlende Liquidität des belgischen Handelsmarktes wird teilweise darauf zurückgeführt, dass Belgien ein mengenmäßig begrenzter Strommarkt bleibt⁵⁸⁶;
- b) die Einführung der BELPEX wird die Organisation des Handels ändern, die Marktgegebenheiten selbst jedoch, die sich in den genannten Indikatoren ausdrücken, nicht beeinflussen⁵⁸⁷;
- c) BELPEX würde auf den Spotmarkt (Day-Ahead-Handel) begrenzt bleiben. Der Markt der Futures wird nicht berührt.⁵⁸⁸

⁵⁸³ Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 4.

⁵⁸⁴ Siehe Abb. 1 in der Antwort der CREG (Nr. 13256) auf Frage 4.

⁵⁸⁵ Zwangsläufig, da ein erheblicher Teil der VPP-Produkte an Trader verkauft wird, die keine andere Alternative haben, als sie weiterzuverkaufen, um Liquidität zu erhalten.

⁵⁸⁶ Antworten von RWE (Nr. 14744), Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 26 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’. Antwort von Essent (Nr. 13297) auf Frage 4 des Fragebogens ‘potential competitors electricity’.

⁵⁸⁷ Antwort von Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 26 des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’. Antwort von Essent (Nr. 13297) auf Frage 4 des Fragebogens ‘(potential) competitors electricity’.

Die Parteien behaupteten, nicht in der Lage zu sein, die auf dem belgischen Handelsmarkt gehandelten Mengen zu schätzen.⁵⁸⁹ Auf der Grundlage der Daten, die von den Handelsplattformen und den Parteien übermittelt wurden, und ausgehend von der für die Parteien günstigsten Situation hatte die Kommission das Volumen der Kontrakte für Stromlieferungen im belgischen Netz auf 127,3 TWh (Käufe und Verkäufe) geschätzt.

892. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte haben die Parteien die fehlende Liquidität des belgischen Stromhandelsmarktes bestritten. Sie verweisen auf ihnen vorliegende Informationen, aus denen gefolgert werden könne, dass die Volumina der gehandelten Kontrakte für die Lieferung im belgischen Netz mit denen der Nachbarländer vergleichbar seien. Darüber hinaus behaupten sie, dass Hinweise vorliegen würden, auf deren Grundlage geschätzt werden könne, dass die Volumina der gehandelten Kontrakte für die Lieferung im belgischen Netz zwischen 2005 und 2006 um 20 % gestiegen seien und mit den in den Nachbarländern gehandelten Mengen vergleichbar seien.

893. Festzustellen ist, dass die Parteien weder Fakten vorgelegt haben, die auf andere als die von der Kommission für 2005 geschätzten Mengen der Kontrakte für die Lieferung im belgischen Netz schließen lassen, noch Zahlen für die Nachbarländer, obwohl diese angeblich vorliegen. Dies wäre in der Tat überraschend gewesen, haben die Parteien doch in der Anmeldung sowie in der Antwort auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c)⁵⁹⁰ betont, nicht in der Lage zu sein, Schätzungen der gehandelten Mengen zu übermitteln. Den Schlussfolgerungen der Kommission liegen dagegen konkrete Indikatoren und Zahlen zugrunde.

894. Da die Parteien nicht in der Lage waren, Zahlen für die gehandelten Mengen für ein bestimmtes Jahr zu übermitteln, ist die angebliche Zunahme der Handelsmengen um 20 % umso überraschender, impliziert sie doch, dass für 2005 und 2006 präzise und vergleichbare Daten vorliegen. Die angebliche, nicht durch Fakten gestützte Zunahme der Handelsmengen wird durch die – von den Parteien nicht bestrittenen – Auswirkungen des Stopps der VPP auf die Handelsmärkte widerlegt.

895. In ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte⁵⁹¹ teilten die Parteien mit, dass Suez (Electrabel) an einem liquiden Stromhandelsmarkt gelegen sei und dass sie akzeptiert hätte, auf mehreren Handelsplattformen als „Market Maker“ aufzutreten. Abgesehen davon, dass die Aktivitäten des „Market Maker“ bei Handelsplattformen, die nicht den Stromhandel zur Lieferung im belgischen Netz betreffen (wie Endex NL und

⁵⁸⁸ Antworten von EDF (Nr. 14002), Centrica (Nr. 13872), SPE (Nr. 13997), Nuon (Nr. 13797) und Iberdrola (Nr. 14002) auf Frage 26(b) des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁵⁸⁹ Formblatt CO, S. 552.

⁵⁹⁰ Formblatt CO, S. 550, Antwort der Parteien auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c), Randnr. 261.

⁵⁹¹ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 592.

Powernext), für den hier betrachteten Markt nicht relevant sind, besteht diese Tätigkeit nach Angaben der Parteien nur in der Garantie einer „*minimalen Liquidität*“.⁵⁹²

896. Und selbst wenn Suez (Electrabel) ein Interesse daran haben mag, Stromhandelsmärkte auf Märkten zu fördern, auf denen sie nur eine geringe Präsenz hat, ist doch zu bezweifeln, dass sie ein solches Interesse im Fall Belgiens hat, wo ein liquider Markt günstigere Bedingungen für Neueinsteiger schaffen würde, die die beherrschende Stellung von Suez (Electrabel) nur beeinträchtigen können.

897. Der Standpunkt der Parteien ist umso unhaltbarer, als der Bericht [des Beratungsunternehmens]*, den die Parteien mit ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorlegten, angibt: „*Belgium does not currently have a published electricity price which is formed by the result of liquide trading and supply-demand fundamentals*“.⁵⁹³

898. Die Kommission bleibt daher dabei, dass der belgische Stromhandelsmarkt nicht liquide ist. Angesichts der bereits genannten Bedeutung, die ein liquider Handelsmarkt hat, stellt die Liquiditätsknappheit auf dem belgischen Stromhandelsmarkt eine sehr hohe Marktzutrittschranke auf dem Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarkt sowie auf den Märkten für die Lieferung an Endkunden dar.

B.6.3 Grüne Zertifikate und KWK-Zertifikate

899. Die Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt⁵⁹⁴ und die Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Rates und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG⁵⁹⁵ verpflichten die Mitgliedstaaten, Förderregelungen für diese Energiequellen einzuführen, um die umweltschädigende Wirkung der Stromerzeugung zu verringern. Die Mitgliedstaaten haben bei der Wahl der Förderregelungen einen großen Ermessensspielraum.

900. Diese beiden Richtlinien enthalten Bestimmungen, die gewährleisten sollen, dass die Förderung erneuerbarer Energien weder die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes beeinträchtigt noch Wettbewerbsverzerrungen schafft. Sie sehen insbesondere vor, dass die Kommission den Förderregelungen zustimmen muss, wenn sie Beihilfeelemente nach Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag enthalten. Die Kommission hat zudem einen Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen angenommen, der im Detail regelt, in welcher Höhe die Mitgliedstaaten Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energiequellen Beihilfen gewähren dürfen. Diese Regeln sehen insbesondere vor, dass die Beihilfe die Differenz zwischen den Erzeugungskosten und dem Marktpreis für Strom nicht überschreiten darf.

⁵⁹² Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 592.

⁵⁹³ Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Anhang 13, S. 7.

⁵⁹⁴ ABl. L 283 vom 27.10.2001, S. 33.

⁵⁹⁵ ABl. L 52 vom 21.2.2004, S. 50.

901. Belgien hat diese beiden Richtlinien durch Systeme für grüne Zertifikate und/oder KWK-Zertifikate⁵⁹⁶ umgesetzt, die in allen Regionen Belgiens gelten⁵⁹⁷. Alle Versorger von Endkunden müssen dem betreffenden Regulierer am Ende eines im Voraus festgelegten Zeitraums eine bestimmte Zahl von grünen und/oder KWK-Zertifikaten vorlegen. Die Anzahl dieser Zertifikate wird anhand der an die Endkunden gelieferten Mengen und, in geringeren Maße, anhand des Verbrauchs der Kunden bestimmt. Anerkannt werden nur Zertifikate, die für die Stromerzeugung in Belgien ausgegeben wurden.⁵⁹⁸
902. Zertifikate können auf zwei Wegen erhalten werden: i) durch Erzeugen von Strom mit Technologien oder Mitteln⁵⁹⁹, welche die Anforderungen des Systems der grünen und KWK-Zertifikate erfüllen, und ii) durch Kauf der Zertifikate dieser Erzeuger.
903. Belgien hat der Kommission diese verschiedenen Systeme grüner Zertifikate gemäß Artikel 88 Absatz 3 EG-Vertrag notifiziert. Die Analyse der Kommission hat ergeben, dass die von Belgien eingeführten Systeme grüner Zertifikate keine staatlichen Beihilfen gemäß Artikel 87 Absatz 1 darstellen, da sie die Kriterien der Rechtsprechung „PreussenElektra“ erfüllen. Infolgedessen konnte die Kommission nicht nachprüfen, ob die Unterstützung der Erzeuger von Ökostrom und KWK-Strom in Belgien auf die Differenz zwischen den Erzeugungskosten und dem Verkaufspreis des Stroms beschränkt ist. Sie kann daher nicht ausschließen, dass die Förderregelungen für Ökostrom im Fall Belgiens Marktzutrittsschranken darstellen.
904. Während der Marktuntersuchung waren mehrere Dritte der Ansicht, dass der Ausgleich, den Ökostromerzeuger erhalten, die Differenz zwischen den Erzeugungskosten und dem Verkaufspreis überschreitet.
905. Da es sich bei den Verkäufern von grünen und KWK-Zertifikaten zwangsläufig um diejenigen handelt, die Erzeugungskapazität in Belgien besitzen, und bei den Käufern um diejenigen, die Strom einführen, führt das System der grünen und KWK-Zertifikate unter dem Strich zu einem Werttransfer von den Stromimporteuren zu den Erzeugern, die Erzeugungskapazität in Belgien besitzen und die Schranken für den Bau von

⁵⁹⁶ Grüne Zertifikate werden zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ausgegeben. KWK-Zertifikate werden zur Förderung der Stromerzeugung mit KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung), die als besonders effizient gilt, ausgegeben.

⁵⁹⁷ Die Region Flandern hat getrennte Systeme für grüne und KWK-Zertifikate eingerichtet. Wallonien und die Region Brüssel betreiben ein integriertes System. Ausführliche Beschreibungen wurden in der Antwort der VREG (Nr. 13108), IBGE/BIM (Nr. 13537) und CWaPE (Nr. 13121) auf Frage 1 gegeben.

⁵⁹⁸ Die Regionen Brüssel und Wallonien haben ein System zur gegenseitigen Anerkennung von grünen und KWK-Zertifikaten eingerichtet. Die Region Flandern erkennt nur grüne und KWK-Zertifikate an, die für die Stromerzeugung in Flandern ausgegeben wurden. Die Beträge der grünen Zertifikate für Lieferungen an große Industrie- und Gewerbetunden sind geringer als die für Lieferungen an andere Kundenkategorien. Ausführliche Beschreibungen wurden in der Antwort der VREG (Nr. 13108), IBGE/BIM (Nr. 13537) und CWaPE (Nr. 13121) auf Frage 1 gegeben.

⁵⁹⁹ Offenbar können grüne Zertifikate auch für die Verbrennung bestimmter Stoffe in bestehenden Wärmekraftwerken erhalten werden. Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 28(c) des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

Stromerzeugungskapazität überwunden haben.⁶⁰⁰ Dieser Nachteil ist erheblich und kann nach Angaben der CWaPE bis zu 2 €/MWh betragen.⁶⁰¹

906. In ihrer Antwort auf die Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Kommission vertreten die Parteien die Ansicht, dass die Systeme der grünen Zertifikate keine Marktzutrittsschranken (auf dem Stromgroßhandelsmarkt) darstellen würden und begründen dies wie folgt:

- a. Ziel der Zertifikate sei die Förderung von Ökostrom, was für neue Anbieter auf dem Stromerzeugungs- und Handelsmarkt eher eine Chance darstelle;
- b. die Zertifikate würden unter eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung fallen, die in der Richtlinie 2003/54/EG vorgesehen sei;
- c. in Belgien gelten die Systeme der grünen Zertifikate nur für Anbieter auf dem Markt der Lieferung diskriminierungsfrei.

907. Die Kommission stellt fest, dass diese Argumente zwar richtig sind, aber nicht widerlegen können, dass die Systeme der grünen Zertifikate Schranken für den Zutritt zu den Märkten für die Lieferung von Strom an zugelassene Endkunden darstellen. Da die Systeme der grünen und KWK-Zertifikate Anreize für den Bau von Anlagen zur Erzeugung von Öko- und KWK-Strom bilden, insbesondere aufgrund der sehr hohen Ausgleichszahlung, die über die Differenz zwischen den Produktionskosten und dem Strompreis hinausgeht, und da neue Anbieter auf den Liefermärkten keine solchen Zertifikate besitzen, können diese neuen Anbieter diese Hindernisse nur durch den Bau eigener Kraftwerke überwinden, was schwierig ist. (siehe oben).

B.6.4 FRAGE DER UNABHÄNGIGKEIT DER INFRASTRUKTURBETREIBER

908. Suez ist eine vertikal integrierte Gruppe, in der unter anderem Tätigkeiten der Strom- und Erdgasversorgung und des Betriebs von Elektrizitätsinfrastrukturen nebeneinander bestehen. Neben ihren Aktivitäten als Versorger (Electrabel) übt Suez die gemeinsame Kontrolle über den Übertragungsnetzbetreiber Elia aus und kann *de facto* die gemischten kommunalen Zweckverbände in der Region Wallonien kontrollieren oder zumindest einen erheblichen Einfluss auf sie ausüben.

909. Das Bestehen solch vertikal integrierter Gruppen birgt an sich schon einen strukturellen Interessenskonflikt, da die Märkte für die Lieferung von Strom liberalisiert sind und

⁶⁰⁰ Es ist in der Tat durchaus möglich, einen eigenständigen Markt für grüne und KWK-Zertifikate zu definieren. Dieser Markt wird durch den Zusammenschluss ebenfalls beeinflusst, da die Parteien auf der Angebotsseite dieses Marktes omnipräsent sind. Da jedoch die Zuteilung dieser grünen Zertifikate eng an die Stromerzeugungskapazität in Belgien gekoppelt ist, würden Abhilfemaßnahmen für horizontale Überschneidungen auf dem belgischen Strommarkt auch die Probleme auf diesen Märkten für grüne und KWK-Zertifikate aus dem Weg räumen.

⁶⁰¹ Antwort von EDF (Nr. 13426) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'. Der Betrag von 2 €/MWh bezieht sich auf das System der Region Wallonien. Siehe auch Stellungnahme CD-6c07-CWaPE-112 zur 'Wettbewerbsbehinderung, die die Vergabe von grünen Zertifikaten für Kraftwerke, welche bereits vor Inkrafttreten des Systems der grünen Zertifikate bestanden, darstellen könnte', übermittelt von der CWaPE in ihrer Antwort auf den Fragebogen Phase II. Die Auswirkungen in Flandern sind vergleichbar.

andere Stromanbieter gezwungen sind, die Elektrizitätsinfrastrukturen des etablierten Unternehmens Suez zu nutzen.

910. Zur Lösung dieses strukturellen Interessenskonflikts enthält die Richtlinie 2003/54/EG verschiedene Bestimmungen, darunter die der Artikel 10 und 15. Diese Artikel sehen für den Fall, dass der Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehört, vor, dass er *„zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein [muss], die nicht mit der Fernleitung zusammenhängen. Diese Bestimmungen begründen keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten des Fernleitungsnetzes vorzunehmen.“* Diese Artikel nennen im Übrigen die Mindestkriterien, die anzuwenden sind, um die Unabhängigkeit dieser Infrastrukturbetreiber sicherzustellen.

911. Die Kommission stellt fest, dass die Infrastrukturbetreiber der Suez-Gruppe in unterschiedlichem Maße noch nicht alle Unabhängigkeitsgarantien aufweisen.

B.6.4.1 Die Betreiber der Strom- und Erdgasnetze

912. Der Zugang zum *Übertragungsnetz und zu den Verbindungsleitungen* ist für die Wettbewerber von Suez eine wesentliche Voraussetzung, um Strom aus dem Ausland einführen und innerhalb Belgiens transportieren zu können. Die Verbindungsleitungskapazitäten sind allerdings begrenzt, und an bestimmten Koppelstellen sind zu bestimmten Zeiten häufig Engpässe zu verzeichnen. Um das Engpassproblem zu begrenzen, müsste Elia als wirtschaftlich handelnder Netzbetreiber in den Ausbau der Verbindungsleitungskapazität investieren. Eine solche Erweiterung der Verbindungsleitungskapazität liegt nun aber nicht unbedingt im Interesse von Suez, die dann auf den nachgelagerten Märkten einem erhöhten Wettbewerbsdruck ausgesetzt wäre.⁶⁰² Das Gleiche gilt für den Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten, der oft Erweiterungen oder Verstärkungen des Stromübertragungsnetzes innerhalb Belgiens erfordert.

913. In diesem Zusammenhang ist daran zu erinnern, dass die Minderheitsrechte von Suez an Elia die Annahme und/oder Ablehnung des Entwicklungsplans, der Investitionspläne und des Anpassungsplans beinhalten. Angesichts der geografischen Ausrichtung der Gruppe nach dem Zusammenschluss könnten die Parteien ein verstärktes Interesse daran haben, die Investitionen von Elia in den Ausbau der Verbindungsleitungskapazitäten an den Interessen der Gruppe auszurichten.

914. Die von den Parteien in ihrer Antwort auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte vorgebrachten Argumente überzeugen nicht. Wie bereits ausgeführt, ist Suez in der Lage, den Investitionsplan von Elia zu kontrollieren. Die schlichte Tatsache, dass Elia

⁶⁰² Die Einnahmen aus den Auktionen der Verbindungsleitungskapazitäten sind für Elia neutral oder werden es zumindest in Kürze sein und schaffen somit keinen Anreiz für Investitionen in den Ausbau der Verbindungsleitungskapazität. (Entwurf einer Entscheidung der Kommission zur Änderung des Anhangs der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, insbesondere Absatz 6.) Die Erfüllung dieser Bestimmungen wird von den Regulierern überwacht. Die in diesem Text beschriebenen Auswirkungen hängen somit nur mit der Zugehörigkeit von Elia zur Suez-Gruppe zusammen.

Investitionspläne besitzt, widerlegt nicht, dass Suez diese Pläne beeinflusst hat oder dies hätte tun können.

915. Weiterhin hat die Kommission am 4. April 2006 ein Aufforderungsschreiben an die belgische Regierung gesandt, in dem sie die Ansicht vertrat, dass Belgien die Richtlinie 2003/54/EG verletzt hat. Diese Aufforderung betrifft unter anderem:
- a. das Vorliegen von Gründen, die in der Richtlinie nicht vorgesehen sind, für die Verweigerung des Netzzugangs und das Fehlen von Rechtsmitteln,
 - b. die Abschaffung der Kontrollen der Bilanzausgleichstarife durch die CREG.
916. Zu erinnern ist auch daran, dass die Erdgas- und Strommärkte aufgrund der Bedeutung des Zugang zu Erdgas und der Flexibilität für die Stromerzeugung und die Unterbreitung dualer Angebote eng miteinander verflochten sind. Angesichts der Präsenz der Suez-Gruppe auf den Strommärkten und der Kontrolle, die sie über Erdgasinfrastrukturen (einschließlich Speichereinrichtungen) ausübt, liegen Interessenskonflikte zwischen dem Betrieb des Erdgastransit- und des Erdgasfernleitungsnetzes durch die Suez-Gruppe einerseits und ihren Interessen als Versorger und Erzeuger auf den Strommärkten andererseits vor.
917. Die durch die Kontrolle der Erdgasinfrastrukturen durch die Suez-Gruppe bedingten Marktzutrittsschranken wurden bereits oben beschrieben.
918. Festzustellen ist, dass die Bestimmungen für die Entflechtung von Erdgasfernleitungsnetzbetreibern nach Artikel 9 der Richtlinie 2003/55/EG bei Interessenskonflikten zwischen Betreibern von Erdgasfernleitungsnetzen zum einen und vertikal integrierten Unternehmen auf den Strommärkten zum anderen einen noch geringeren Schutz vorsehen. Denn nichts schützt davor, dass die für die Leitung des Erdgasfernleitungsnetzbetreibers zuständigen Personen sich an Strukturen des integrierten Unternehmens beteiligen, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung und -versorgung zuständig sind.

B.6.4.2 Marktzutrittsschranken im Zusammenhang mit der Leitung der VNB in der Region Wallonien

919. Es wurde bereits festgestellt, dass Suez (Electrabel) in Wallonien die Strom- und Erdgasverteilernetze, die gemischten kommunalen Zweckverbänden gehören, kontrolliert oder zumindest einen erheblichen Einfluss auf sie ausüben kann, da die gemischten kommunalen Zweckverbände der Region Wallonien den Betrieb der Verteilernetze im Unterauftrag an Suez (Réseaux Wallonie) vergeben haben.
920. Die VNB betreiben die Verteilernetze. Ihre Tätigkeit beeinflusst die Wettbewerbsbedingungen auf den nachgelagerten Märkten, insbesondere 1) auf dem Markt für die Lieferung an kleine Industrie- und Gewerbekunden und 2) auf den Märkten für die Lieferung an zugelassene Haushaltskunden (derzeit in Flandern, ab 1. Januar 2007 jedoch auch in den Regionen Brüssel-Hauptstadt und Wallonien).
921. Dass ein Interessenskonflikt zwischen dem Betrieb der Netze der gemischten kommunalen Zweckverbände in Wallonien einerseits und dem Interesse von Suez als Anbieter andererseits vorliegt, ist offenkundig. Das Vorliegen eines solchen

Interessenskonflikts wird im Übrigen auch vom wallonischen Regulierer anerkannt.⁶⁰³ Ein effizienter Betrieb der Netze der gemischten kommunalen Zweckverbände würde den Wettbewerb mit der Suez-Gruppe auf den Märkten für die Strom- und Erdgaslieferung erleichtern. Interessant ist in diesem Zusammenhang die Feststellung, dass die Zeit für die Übertragung von Réseaux Wallonie an die gemischten kommunalen Zweckverbände offensichtlich auf Suez (Electrabel) beruht und nicht auf den in den Zweckverbänden zusammengeschlossenen Kommunen.⁶⁰⁴

922. Die folgenden Leistungen der VNB betreffen die Teilnehmer auf den Versorgungsmärkten:

- a. Festsetzung der Verteilungstarife,
- b. Durchführung des Wechsels von Kunden zu einem anderen Anbieter,
- c. Übermittlung der Zählerstände,
- d. der operative Betrieb der Netze und die Verwaltung des Zugangs zu den Netzen (im Unterauftrag an Netmanagement vergeben)⁶⁰⁵. Darin enthalten sind die technischen Arbeiten und die Arbeiten zur Erweiterung, Erneuerung und Verstärkung.

923. Fast das gesamte Personal, das an der Verwaltung der Verteilernetze der gemischten kommunalen Zweckverbände beteiligt ist, sowie die Informationssysteme gehören demnach zu Suez (Electrabel). Die Informationssysteme werden gemeinsam mit anderen Abteilungen von Suez genutzt, einschließlich der Kundendienste von Suez (Electrabel). Electrabel war und ist somit über ihre Tochtergesellschaft Réseaux Wallonie im Besitz aller erforderlichen Daten für die Kundenverwaltung. Sie ist daher im Hinblick auf ihre Kundenverwaltung nicht von der Effizienz der VNB abhängig.⁶⁰⁶ Zudem verwaltet Suez die Daten der Kunden, die bereits den Anbieter gewechselt haben und nun von ihren direkten Wettbewerbern versorgt werden.⁶⁰⁷ Nach Ansicht der CWAPE gewährleistet die gemeinsame Verwendung der Informationssysteme die Vertraulichkeit der Datenübertragungen nicht.⁶⁰⁸

924. Suez hat somit einen besonders guten Zugang zu Schlüsselinformationen für die Akquisition und die Abrechnung, und dies sogar für die Kunden ihrer Wettbewerber. Die Wettbewerber sind von diesen Leistungen der Tochtergesellschaften von Suez abhängig, um Angebote unterbreiten zu können.

⁶⁰³ Stellungnahme der CWAPE CD-5°24-CWAPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE). Siehe beispielsweise 2, 8 und 9.

⁶⁰⁴ Entscheidung Nr. 2006-C/C-08 vom 14. Juni 2006, *Sache CONC-C/C-06/0020: SIBELGA SCRL/ELECTRABEL S.A.*

⁶⁰⁵ Stellungnahme der CWAPE CD-5°24-CWAPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE), S. 8.

⁶⁰⁶ Antwort von Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁶⁰⁷ Antwort (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁶⁰⁸ Stellungnahme der CWAPE CD-5°24-CWAPE-96 zum Vorhaben der Gründung einer Société d'expertise et de gestion énergétique (SEGE), S. 8

925. Die Parteien⁶⁰⁹ verwiesen auf die wallonische Regelung, die eine strikte Verpflichtung zur vertraulichen Behandlung sensibler geschäftlicher Informationen, zu denen die Mitarbeiter der VNB im Rahmen ihrer Aufgaben Zugang hätten, vorsehen und Zuwiderhandlungen mit Geldstrafen ahnden würde. Diese Verpflichtung sei durch die Verpflichtungszusagen von Suez (Electrabel) im Rahmen der Verfahren ECS/Intercommunales⁶¹⁰ auf die Mitarbeiter von Suez (Réseaux Wallonie) ausgeweitet worden.
926. Es stimmt, dass sich Suez (Electrabel) verpflichtet hat, von allen für den technischen Betrieb eines oder mehrerer Verteilernetze zuständigen Mitarbeitern eine Geheimhaltungserklärung unterzeichnen zu lassen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Nichtbeachtung dieser Erklärung durch die Mitarbeiter von Réseaux Wallonie keine Konsequenzen hat und sich nicht die in der wallonischen Regelung⁶¹¹ vorgesehenen Geldstrafen nach sich zieht. Da die kommunalen Zweckverbände nur wenig Personal beschäftigen und die Geldstrafe für die Mitarbeiter von Réseaux Wallonie nicht gilt, ist es nicht überraschend, dass diese Strafe nach Kenntnis der Parteien nie verhängt worden sein soll.
927. Es überrascht daher nicht, dass alle Wettbewerber der Parteien, die kürzlich in den Markt der Lieferung an Endkunden eingestiegen sind, bei der Marktuntersuchung betonten, dass die VNB nicht optimal arbeiten würden. Festzustellen ist:
- a. Die Verteilungstarife werden spät und für kurze Zeiträume (im Dezember des Jahres N-1 für das Jahr N, für drei Monate) festgelegt, was Haushaltsvoranschläge und die Abrechnung an Endkunden erschwert. Diese Tarife sind je nach VNB ganz unterschiedlich und weisen verschiedene, sich ändernde und uneinheitlich angewandte Tarifstrukturen auf, was für die neuen Anbieter hohe Investitionen in Informationsverarbeitungssysteme bedeutet⁶¹². Die Parteien haben sich auf die Verantwortung der CREG berufen oder zumindest auf deren Befugnisse, um diese Situation abzustellen;
 - b. Anbieterwechsel werden häufig erst spät oder sogar falsch durchgeführt, unter anderem aufgrund der Nichteinhaltung der vorgeschriebenen Verfahren oder der unterlassenen oder fehlerhaften Übermittlung der Kundenstammdaten.

Die Parteien machten geltend, dass es Arbeitsgruppen zur Ausarbeitung des Switching-Verfahrens geben würde und dass Wallonien daher die Unannehmlichkeiten, die mit dem Anbieterwechsel in Flandern verbunden seien, erspart bleiben dürften.

Die Kommission stellt zunächst fest, dass die Parteien das Bestehen solcher Unannehmlichkeiten bestätigt haben. Weiter ist darauf hinzuweisen, dass die in

⁶⁰⁹ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 686.

⁶¹⁰ Siehe beispielsweise Entscheidung Nr. 2006-C/C-56 vom 4. Juli 2003 in der Sache CONC-C/C-02/65: Electrabel Customer Solution S.A./Interet SCRL.

⁶¹¹ Die wallonische Regelung gilt für die Mitarbeiter der VNB. Die Mitarbeiter von Réseaux Wallonie gehören Suez (Electrabel) an. Es bestünde in der Tat keine Veranlassung, die Verpflichtung auf die Mitarbeiter von Suez auszuweiten, wenn die wallonische Regelung bereits angewandt würde.

⁶¹² Antwort von EDF (Nr. 13425) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

Flandern als erforderlich erachteten Abhilfemaßnahmen nicht nur die Ausarbeitung von Switching-Verfahren betrafen, sondern auch die Gründung von Eandis, d. h. die Umwandlung von Netten Vlaanderen (dem flämischen Pendant von Réseaux Wallonie) in eine 100 %ige Tochtergesellschaft der VNB in Flandern;

- c. die VNB übermitteln die historischen Verbrauchsdaten spät (oft erst nach Abschluss der Verhandlungen mit dem Kunden) oder sogar fehlerhaft und übermitteln die viertelstündigen Profile nicht.⁶¹³

Die Parteien betonten zu Recht, dass diese Aufgabe nicht von Réseaux Wallonie, sondern von Indexis, einer Tochtergesellschaft der Gemeindezweckverbände, erledigt werde;

- d. lange Wartezeiten bei der Installation der Verbrauchsmessgeräte;⁶¹⁴
- e. Gefahr der Verzögerung oder Verweigerung des Anschlusses von dezentraler Erzeugungskapazität.

928. Dies hat zur Folge⁶¹⁵:

- a. Das Nichtvorliegen der Verbrauchsdaten führt dazu, dass neue Anbieter wesentliche höhere Bilanzkreisabweichungsrisiken eingehen und nicht in der Lage sind, den Kunden bessere Dienstleistungen anzubieten.⁶¹⁶
- b. Das Nichtvorliegen historischer Verbrauchsdaten erschwert es, die den Kunden zu berechnenden Abschlagszahlungen richtig zu berechnen, wodurch die Gefahr, dass die Kunden widersprechen, steigt.
- c. Die verspätete Übermittlung der Informationen (Verbrauchsdaten sowie Verteilungstarife) macht eine Berichtigung erforderlich, was zu hohen Mehrkosten führt. Die neuen Anbieter mussten zusätzliche Mitarbeiter einstellen, um diese Probleme zu überwinden.
- d. Imageprobleme für die neuen Anbieter gegenüber den Kunden.
- e. Erhöhte Risiken im Zusammenhang mit dem Anschluss dezentraler Erzeugungskapazität an das Netz. Festzustellen ist, dass mehrere neue Anbieter die Errichtung solcher Anlagen beabsichtigen (Biomasse, Windkraftanlagen usw.).

⁶¹³ Antworten von EDF (Nr. 13425), Centrica (Nr. 13872) und Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁶¹⁴ Bemerkungen von SourcePower vom 18. September auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, S. 10 (Nr. 17566).

⁶¹⁵ Antworten von EDF (Nr. 13425), Centrica (Nr. 13872) und Nuon (Nr. 13797) auf Frage 3 des Fragebogens '(potential) competitors electricity'.

⁶¹⁶ Bemerkungen von SourcePower vom 18. September auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, S. 10 (Nr. 17566).

929. Die unmittelbar bevorstehende Öffnung der wallonischen Strom- und Erdgasmärkte am 1. Januar 2007 würde zu einem starken Anstieg der Zahl der zugelassenen Kunden führen. Daher steht zu befürchten, dass die Mängel bei der Arbeitsweise der VNB, die gemischten kommunalen Zweckverbänden angehören, sich in naher Zukunft noch nachteiliger auswirken werden. Dies wiegt umso schwerer, als der Anbieterwechsel in der Region Wallonien einleitende Schritte des Kunden erfordert, was die Bereitschaft der Kunden, den Anbieter zu wechseln, negativ beeinflusst.⁶¹⁷

B.6.5 SCHLUSSFOLGERUNG ZU DEN MARKTZUTRITTSSCHRANKEN

930. Die Kommission stellt fest, dass sehr hohe Marktzutrittsschranken bestehen, die den Einstieg in die belgischen Strommärkte stark erschweren. Hinzuzufügen ist, dass die Marktzutrittsschranken auf den Strommärkten durch die Auswirkungen des Zusammenschlusses auf den Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger noch verstärkt werden, da er sich die Anreize für neue Anbieter, Gaskraftwerke zu errichten, schmälert.

931. Daher ist es unwahrscheinlich, dass andere derzeitige oder potenzielle Wettbewerber die Rolle von GDF (SPE) übernehmen und dadurch den Wettbewerbsdruck, der durch den geplanten Zusammenschluss beseitigt wird, ausgleichen werden. Die Ausschaltung von GDF (SPE) als derjenige alternative Anbieter, der am besten aufgestellt ist, um den Wettbewerb in Belgien zu fördern, hat nachteilige Auswirkungen auf einen wirksamen Wettbewerb, die über die horizontalen Auswirkungen des angemeldeten Zusammenschlusses hinausgehen.

B.7 Schlussfolgerung

932. Die Kommission ist zu dem Schluss gelangt, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb im Sinne von Artikel 2 Absatz 3 der Fusionskontrollverordnung in den folgenden belgischen Strommärkten erheblich behindern würde:

- Nationaler Markt für die Stromerzeugung und den Stromgroßhandel
- Nationaler Markt für Hilfsdienste und Regelenergie
- Nationaler Markt für die Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden in Belgien (> 70 kV)
- Nationaler Markt für die Lieferung von Strom an kleine Industrie- und Gewerbekunden (< 70 kV)
- Märkte für die Lieferung von Strom an zugelassene Haushaltskunden, sowohl auf der Grundlage der nationalen als auch der regionalen Dimension des räumlich relevanten Marktes.

⁶¹⁷ Antwort von EDF (Nr. 13425) auf Frage 3 des Fragebogens 'potential competitors electricity'.

C. Fernwärmenetze in Frankreich

C.1 Relevante Märkte

C.1.1 Sachlicher Markt

933. Fernwärmenetze sind Gemeinschaftsanlagen zur Verteilung von Wärme, die in Form von Dampf oder Heißwasser von zentralen Erzeugungsanlagen erzeugt wird.⁶¹⁸
934. Seit den Dreißigerjahren statteten sich zahlreiche Gemeinden Frankreichs mit einer einzigen Heizzentrale und einem Fernwärmenetz zur Versorgung von Wohnungen, öffentlichen Einrichtungen oder städtischen Gebäuden aus. Im Jahr 1995 verfügten mehr als 250 Kommunen über 379 Fernheizungssysteme, hauptsächlich im Norden Frankreichs und in der Region Rhône-Alpes. Die Zahl der Netze steigt jährlich um 1 %.⁶¹⁹
935. Die wichtigsten Primärenergien zur Erzeugung der Wärme in diesen Netzen sind auf nationaler Ebene (einschließlich des zur Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung dienenden Erdgases): Erdgas (52 %), Wärme aus Hausmüllverbrennungsanlagen (HMVA) (22 %), Kohle (15 %), schweres Heizöl (9 %) und andere (2 %).⁶²⁰
936. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass die Primärenergien von der Kommune gewählt werden, die den Betrieb der öffentlichen Dienstleistung konzessioniert.⁶²¹ Diese Wahl ist oft von geografischen Beschränkungen (Ballungsraum-Land) abhängig und bestimmt den erforderlichen Anlagentyp. Bei Energien wie Erdwärme, Hausmüllverbrennung und Kraft-Wärme-Kopplung wird der Anbieter der Primärenergie für einen langen Zeitraum gewählt.^{622, 623} Bei fossilen Brennstoffen wie Erdgas, Kohle oder Heizöl können die Netze dagegen eine gewisse Flexibilität und eine gewisse Substitution verschiedener Primärenergien aufweisen. Der Lieferant eines fossilen Primärenergieträgers kann für kürzere Zeiten (1 bis 3 Jahre) gewählt werden.⁶²⁴ Erdgas weist gegenüber anderen

⁶¹⁸ Fernwärmenetze sind von Kältenetzen zu unterscheiden, d. h. gemeinschaftlichen Einrichtungen zur Verteilung von Kälte, die von so genannten „Erzeugungszentralen“ mit Eiswasser versorgt werden und deren Betrieb ebenfalls oft von Gebietskörperschaften über Ausschreibungen vergeben wird. Die Parteien sind auf diesem Markt über zwei Netze aktiv, die sie bereits gemeinsam kontrollieren (Entscheidung COMP/M.2704 Elyo/Cofathec/Climespace vom 5. März 2002).

⁶¹⁹ Antwort von Thion-Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf den Fragebogen der Kommission, Frage 4.

⁶²⁰ Antwort von Thion-Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf Frage 28.

⁶²¹ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 29.

⁶²² Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Erzeugung von Wärmeenergie für ein Fernwärmenetz und mechanischer Energie, die für einen industriellen Prozess in elektrische Energie umgewandelt wird oder an das Stromverteilernetz verkauft wird, in derselben Anlage.

⁶²³ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 33. Antwort von Dalkia (Nr. 13172) vom 13. Juli 2006 auf Frage 33 (Langfristverträge, deren Ablauftermin mit dem des Konzessionsvertrages übereinstimmt, im Rahmen der Verwertung von so genannter „unvermeidlich anfallender“ Wärme).

⁶²⁴ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 33.

fossilen Primärenergieträgern sowohl im Hinblick auf die Beschaffungsflexibilität als auch bezüglich der geringeren Umweltbelastung Vorteile auf.⁶²⁵

937. Die meisten Netze werden über Konzessionen für öffentliche Dienstleistungen (délégations de service public, DSP) betrieben, die auch Arbeiten zur Instandsetzung und Erneuerung der Netze, der Unterstationen und der sie versorgenden Heizzentralen beinhalten.⁶²⁶ Die Laufzeit der Konzessionsverträge für öffentliche Dienstleistungen beträgt in diesem Bereich in Abhängigkeit von den bisweilen hohen Investitionen 12 bis 24 Jahre.⁶²⁷ Nach dem Gesetz Nr. 92-122 vom 29. Januar 1993 (Gesetz Sapin) über die Korruptionsprävention und die Transparenz des Wirtschaftslebens und der öffentlichen Verfahren, mit dem Verfahren eingeführt wurden, die auf den Grundsätzen der öffentlichen Bekanntgabe, der Ausschreibung und der Transparenz bei der Wahl der Auftragnehmer beruhen, darf die Laufzeit der Konzessionsverträge nicht mehr als 24 Jahre betragen.⁶²⁸

938. Der Wettbewerb auf diesem Markt kommt somit bei der Erneuerung der Konzessionsverträge zum Ausdruck. Zur Nachfrageseite dieses Marktes gehören Gebietskörperschaften, zur Angebotsseite die verschiedenen Anbieter dieser Dienstleistung.

939. Wenn der Betrieb eines Fernwärmenetzes konzessioniert wird, wird die zur Erzeugung der Wärme in diesem Netz genutzte Primärenergie in der Regel im Konzessionsvertrag festgelegt. Aus Gründen der Versorgungssicherheit sehen die Verträge neben der Hauptenergie immer eine Ersatzenergie vor. Preisänderungen der Primärenergien werden nach vorgegebenen Formeln, die zwischen Konzessionsgeber und Konzessionsnehmer vereinbart werden, an die Verbraucher des Fernwärmenetzes weitergegeben.⁶²⁹

940. Die Parteien sind der Ansicht, dass es einen sachlichen Markt der in Regie betriebenen Fernwärmenetze gibt. Andere auf dem Markt aktive Unternehmen führten aus, dass die direkt vom Eigentümer betriebenen Fernwärmenetze ausgenommen werden müssten und dass der Markt nur den konzessionierten Betrieb der Fernwärmenetze durch externe Unternehmen umfasse.⁶³⁰

⁶²⁵ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 44b.

⁶²⁶ Antwort von Thion-Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf Frage 12.

⁶²⁷ Formblatt CO, S. 819 (12-25 Jahre bei der Konzessionierung öffentlicher Dienstleistungen, 5-7 Jahre beim Pachtvertrag). Antwort von Dalkia (Nr. 13172) vom 13. Juli auf Frage 20 (16-24 Jahre); Antwort von Enertherm (Nr. 17503) vom 19. September 2006 auf Frage 2b (14-25 Jahre bei 6 Ausschreibungen seit 2003); Antwort von Index (Nr. 14303) vom 1. August 2006 (14 Ausschreibungen seit 2003: 14-24 Jahre, wobei der letzte Wert in 10 von 14 Fällen gilt).

⁶²⁸ Siehe auch Stellungnahme Nr. 98-A-18 des Wettbewerbsrates vom 25. November 1998 zu einem Stellungnahmeersuchen der Fédération des industries mécaniques (Verband der Maschinenbauindustrie) zu wettbewerbsrechtlichen Fragen betreffend die Einstufung von Fernwärmenetzen, BOCCRF Nr. 15 vom 31. August 1999.

⁶²⁹ Antwort von Dalkia (Nr. 13172) vom 13. Juli auf die Fragen 29 und 30.

⁶³⁰ Schriftstück von Veolia (Jones Day), S. 12, Nr. 11413 (nicht vertrauliche Fassung).

941. Die Probleme, die eine Gebietskörperschaft hat, intern die notwendigen Kompetenzen für die Übernahme (oder Einrichtung) eines Netzes in Regie zu aufzubauen, sind zu hoch, um die Regiebetriebe als Teil desselben sachlichen Marktes zu betrachten. Eines der beiden Beispiele, mit denen die Parteien ihre Behauptung⁶³¹ untermauern, betrifft UEM (Usine d'Electricité de Metz, ein Regiebetrieb), die eine Ausschreibung zur Konzessionierung des Betriebs eines Netzes in einem Viertel in der Nähe des bereits von ihr betriebenen Netzes gewonnen hat.⁶³² Aus den Antworten von UEM geht eindeutig hervor, dass sich dieses öffentliche örtliche Stromverteilerunternehmen außer im speziellen Fall eines Nachbarviertels, für das eine Ausschreibung zur Konzessionierung eines Fernwärmenetzes veranstaltet wird, nicht als potenziellen Wettbewerber von Unternehmen betrachtet, die in Frankreich auf den Betrieb von Fernwärmenetzen spezialisiert sind.⁶³³ Infolgedessen sind die von der Gemeinde selbst in Regie betriebenen Netze bei der Definition des relevanten Marktes auszuschließen.
942. Der sachlich relevante Markt ist somit der Markt für den konzessionierten Betrieb der Fernwärmenetze (im Folgenden „Markt der Fernwärmenetze“).

C.1.2 Räumlicher Markt

943. Die Parteien sind der Ansicht, dass der Markt der Fernwärmenetze ein nationaler Markt⁶³⁴ und Frankreich der einzige vom Zusammenschluss betroffene Markt ist.
944. Diese Behauptung wird durch die Marktuntersuchung bestätigt. Nach Artikel 39 des Code des marchés publics (französisches Gesetzbuch über die Vergabe öffentlicher Aufträge) müssen Ausschreibungen der Gemeinden mit einem Wert von mehr als 750 000 Euro netto bei Lieferungen und Dienstleistungen und 5 270 000 Euro bei Bauleistungen zwingend im BOAMP (Amtsblatt für Bekanntmachungen öffentlicher Aufträge) und im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht werden.⁶³⁵ Aus den Antworten sowie aus den Daten über die Ausschreibungen der Jahre 2003-2006⁶³⁶ geht jedoch hervor, dass an den meisten Ausschreibungen zur Konzessionierung des Betriebs von Fernwärmenetzen trotz der teilweise europaweiten Bekanntgabe im Wesentlichen die gleichen fünf⁶³⁷ französischen Gruppen teilnehmen.⁶³⁸ Ausländische Gruppen

⁶³¹ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 742.

⁶³² Antwort von UEM (Usine d'Electricité de Metz), Nr. 13890, vom 25. Juli 2006 auf Frage 2d: Viertel Bormy, umbenannt in Metz-Est; siehe auch <http://www.uem-metz.fr/actualites/index.html>, Mitteilungen über die Arbeiten zur Schaffung eines Verbundes der Fernwärmenetze von Metz-Est und Metz-Cité (dem bereits bestehenden Netz von UEM).

⁶³³ Alle Antworten von UEM vom 25. Juli 2006 (Nr. 13890) und vom 10. Juli 2006 (Nr. 12940).

⁶³⁴ Formblatt CO, S. 785.

⁶³⁵ Antwort von Dalkia (Nr. 13172) vom 13. Juli auf Frage 8.

⁶³⁶ Antworten vom 26. Juli von Dalkia (Nr. 13986) und von Socram (Nr. 13939) und Antworten der Parteien (Nr. 13999).

⁶³⁷ Dalkia, SES-Elyo (Suez), Socram (Thion-Ne Varietur), Cofathec-Coriance (GDF) und Idex. Siehe unten Randnr. 946.

nehmen selten an französischen Ausschreibungen teil und geben im Allgemeinen in Bietergemeinschaft mit einem der nationalen Unternehmen ein Angebot ab.⁶³⁹

945. Der räumlich relevante Markt, der vom angemeldeten Zusammenschluss betroffen ist, ist somit der Markt der Fernwärmenetze in Frankreich.

C.2 Wettbewerbliche Würdigung

Hauptakteure auf dem Markt der Fernwärmenetze

946. Die Zahl der Marktteilnehmer auf dem Markt der Fernwärmenetze war bereits vor dem Zusammenschluss sehr gering. Es handelt sich in der Reihenfolge ihrer Marktanteile, bezogen auf die Gesamtzahl der bestehenden Netze, um Dalkia (Veolia-Gruppe), SES-Elyo (Suez-Gruppe), Soccram (Thion-Ne Varietur-Gruppe) und Cofathec-Coriance (GDF-Gruppe) und Idex.

947. Mit Ausnahme von Idex haben alle Parteien die Kommissionsdienststellen auf Enerpart/Enertherm aufmerksam gemacht.⁶⁴⁰ Dieser Aspekt wird unten unter den Erwägungsgründen 976 und 977 behandelt.

948. Daneben bestehe der Wettbewerb nach Aussage von GDF nur aus „kleinen regionalen Unternehmen“⁶⁴¹.

Bestehen von engen Verbindungen und Streitigkeiten zwischen Soccram und der GDF-Gruppe

949. Neben der in der Regel geringen Teilnehmerzahl der Ausschreibungen ist eine weitere Besonderheit zu berücksichtigen, und zwar das Bestehen enger Verbindungen zwischen der Thion-Ne Varietur-Gruppe zum einen und der GDF-Gruppe zum anderen.

950. Die Thion-Gruppe legte ein Schreiben des Unternehmens Cogac, das zu 100 % im Besitz von Gaz de France ist, vom 3. August 2000 an die Mehrheits- und Minderheitsaktionäre

⁶³⁸ Antworten der örtlichen Behörden auf den Fragebogen vom 4. Juli, Frage 26-27 (Nr. 14642, 14062, 13487, 13586, 13429, 12891). Antworten von Dalkia (Nr. 13172), Soccram (Nr. 12972) und Enertherm (Nr. 12716) auf den Fragebogen vom 4. Juli, Fragen 20-21. Antwort von UEM (Nr. 13890) vom 25. Juli, Frage I. Antwort der Parteien (Nr. 13985 und 13999) vom 26. Juli: Tabelle der bekannten Ausschreibungen der Jahre 2003-2006. Die Idex-Gruppe hat seit 2003 an 14 Ausschreibungen teilgenommen und 2 davon gewonnen (von 12 abgeschlossenen Verfahren – 2 der 14 Verfahren laufen noch): Antwort von Idex (Nr. 14303) vom 1. August 2006 auf Frage 2. Bestätigung in der Antwort von Enerpart (Nr. 17119) vom 12. September 2006.

⁶³⁹ Antwort von Thion-Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf Frage 23. Ein Beispiel in der Antwort von Dalkia (Nr. 13172) vom 13. Juli 2006 auf Frage 23: erfolglose Teilnahme von RWE und Amec Spie an der Ausschreibung 2001 für das Fernwärmenetz von Paris La Défense. Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf die Fragen 9 („Die Bieter sind auf nationaler, manchmal regionaler und selten nicht französischer Ebene aktiv“), 15 und 23.

⁶⁴⁰ Formblatt CO, S. 820-821.

⁶⁴¹ Gaz de France, Referenzdokument 2005, S. 93, enthalten im Schreiben von Thion-Ne Varietur (Nr. 13323) vom 12. Juli 2006 an die Kommission.

der Gruppe Thion-Ne Varietur vor, das von diesen zum Zeichen der Zustimmung unterzeichnet wurde.⁶⁴²

951. Das Schreiben zeigt Folgendes auf:

- eine strategische Allianz in Frankreich und Europa im Bereich der Fernwärmenetze,
- den Ausbau von Erdgas in den Netzen, deren Konzessionsinhaber Thion-Ne Varietur ist,
- den Rückzug der Gruppe Thion-Ne Varietur aus bestimmten Aktivitäten (Großhandel für Dritte, alle Aktivitäten in den USA),
- die Gewährung der besten Preise und Zahlungsbedingungen, die GDF und ihre Tochtergesellschaften ihren Kunden in vergleichbaren Tätigkeitsgebieten einräumen, durch Gaz de France (wofür Cogac sich verbürgt),
- die Abstimmung von GDF und Thion-Ne Varietur zur Vermeidung möglicher Ursachen für Interessenskonflikte zwischen ihnen.

952. Am 17. August 2000 übernahm Cogac eine Beteiligung von 34 % am Unternehmen Ne Varietur, der Holding der Thion-Gruppe. Zusätzlich zu der Beteiligung von 34 % gewährte Cogac ein hohes Darlehen [...]*.⁶⁴³

953. Am 17. August 2000 unterzeichneten daher Cogac, die anderen Minderheitsaktionäre und die Mehrheitsaktionäre von Ne Varietur eine Aktionärsvereinbarung, die Cogac bestimmte Rechte und Prärogativen im Zusammenhang mit der Geschäftsführung der Thion-Gruppe zuerkannte⁶⁴⁴:

- Benennung von drei Verwaltungsratsmitgliedern (von insgesamt 8) im Verwaltungsrat der Holding Ne Varietur und von je einem Verwaltungsratsmitglied in den Verwaltungsräten von Thion und Socram⁶⁴⁵;
- ausdrückliche Zustimmung von mindestens einem der auf Vorschlag von Cogac benannten Verwaltungsratsmitglieder zu den in Anhang D der Vereinbarung aufgeführten strategischen Beschlüssen; dazu zählen:
 - o die Genehmigung des Jahresbudgets⁶⁴⁶,
 - o jedes Eingehen geschäftlicher Verpflichtungen mit einem Betrag von mehr als 800 000 Euro, die eine Dauer von mehr als 5 Jahren haben oder eine

⁶⁴² Schreiben von Thion-Ne Varietur (Nr. 13323) vom 12. Juli 2006 an die Kommission, Ziffer 1.

⁶⁴³ Schreiben von Thion-Ne Varietur (Nr. 13323) vom 12. Juli 2006 an die Kommission, Ziffer 2. Bestätigt durch die Antwort der Parteien vom 18. September 2006, Nr. 17376.

⁶⁴⁴ Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

⁶⁴⁵ Art. 4.1.a) der Vereinbarung; Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

⁶⁴⁶ Anhang D Ziffer (v), Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

Ausschließlichkeitsklausel vorsehen⁶⁴⁷ – nach Angaben der Thion-Gruppe treffen diese beiden Kriterien auf alle konzessionierten Fernwärmenetzprojekte zu⁶⁴⁸;

- eine Verwaltungsratssitzung der Holding mindestens viermal jährlich und die Übergabe eines Quartalsberichts mit der Betriebsrechnung, der Liquiditätslage, der geschäftlichen, finanziellen und industriellen Entwicklung und den Aussichten der Thion-Gruppe⁶⁴⁹;
- ein Auditrecht für Cogac, die in diesem Rahmen uneingeschränkten Zugang zu Büchern (...), Personal, Beratern und Wirtschaftsprüfern der Unternehmen der Thion-Gruppe hat⁶⁵⁰;
- die Einsetzung eines „Comité commercial“ (Geschäftsausschuss), der die Aufgabe hat, die von den Unternehmen der Thion-Gruppe geschlossenen Konzessionsverträge und Betriebsverträge zu prüfen und die Weiterverfolgung der Beziehungen der Thion-Gruppe zu Gemeinden, Betreibern und Mitkonzessionsgebern sicherzustellen⁶⁵¹.

954. Die unter den bisherigen Erwägungsgründen beschriebenen Prärogativen gehen über die mit einer einfachen finanziellen Beteiligung verbundenen Rechte hinaus.

955. Die Genehmigung des Jahresbudgets räumt GDF in einer strategischen Frage ein Vetorecht ein.

956. Die erforderliche Zustimmung zu mehr als fünfjährigen geschäftlichen Verpflichtungen beinhaltet die Möglichkeit für Cogac, die zukünftige Geschäftsleitung der Thion-Gruppe zu blockieren, wenn sie nicht der von Cogac gewünschten Ausrichtung entspricht. Der fünfte Punkt, der das „Comité commercial“ betrifft, eröffnet Cogac die Möglichkeit, die bisherige Geschäftsleitung der Thion-Gruppe durch Prüfung und Überwachung der Beziehungen zu den zuvor akquirierten Kunden zu überprüfen. In einem Sektor, in dem ein mittelgroßes Unternehmen wie Socram nur rund zwanzig Netze betreibt, ist dies wichtig.

957. Die beiden zuletzt genannten Aspekte der vorangehenden Erwägungsgründe sind für den Wettbewerb auf dem Markt der Ausschreibung des Betriebs von Fernwärmenetzen besonders bedeutsam. Gemäß der Entscheidungspraxis muss die Kommission feststellen, dass die Vereinbarung vom 17. August 2000 Cogac und somit der GDF-Gruppe die

⁶⁴⁷ Anhang D Ziffer (vii), Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

⁶⁴⁸ E-Mail von Thion (Nr. 11058) vom 8. Juni 2006 an die Kommission, Ziffer 2.

⁶⁴⁹ Art. 4.2 der Vereinbarung; Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

⁶⁵⁰ Art. 4.3 der Vereinbarung; Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 7.

⁶⁵¹ Art. 4.4 der Vereinbarung; Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6, A, S. 6.

Möglichkeit gibt, die gemeinsame Kontrolle über die Gruppe Thion-Ne Varietur auszuüben. Festzustellen ist auch, dass GDF in ihren Jahresabschlüssen für 2003 und 2004 die 34 %ige Beteiligung an der Thion-Gruppe unter den „wichtigsten Tochtergesellschaften und Beteiligungen“⁶⁵² erwähnt hat.

958. Die Parteien erwidern, dass die Vereinbarungen von 2000 nicht umgesetzt worden seien oder zumindest nicht mehr umgesetzt würden.

959. Die Thion-Gruppe und GDF sagen übereinkommend aus, dass seit 19. Januar 2006 keine Verwaltungsratsmitglieder von Cogac mehr im Verwaltungsrat der Holding Ne Varietur sitzen.⁶⁵³ Zum Hergang und zur Kausalität der Verschlechterung der Beziehungen zwischen der Gruppe GDF-Cogac einerseits und den Mehrheitsaktionären der Gruppe Thion-Ne Varietur andererseits gehen ihre Meinungen auseinander. Im Zuge dieser Verschlechterung kam es zu verschiedenen Rechtsstreitigkeiten vor den Gerichten von Paris, von denen einige noch nicht abgeschlossen sind.

960. [...] ⁶⁵⁴

961. [...] ^{*}

962. Ohne dass an dieser Stelle die Stichhaltigkeit der von den verschiedenen Akteuren vor den französischen Gerichten ausgeführten Argumente bewertet werden soll, ist festzustellen, dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass Cogac, eine 100 %ige Tochtergesellschaft von GDF, mit dem Schreiben vom 3. August 2000 und der Aktionärsvereinbarung vom 17. August 2000, die durch die Kapitalbeteiligung und die Gewährung einer Obligationsanleihe umgesetzt wurden, gemeinsam mit den Mehrheitsaktionären die Kontrolle über die Gruppe Thion-Ne Varietur erworben hat.

963. Hierzu kommt, dass kraft der Verträge, deren Gültigkeit der Cour d'Appel vor kurzem bestätigt hat, die Beteiligung von Cogac an Thion-Ne Varietur bis auf [40-50] ^{*} % steigen könnte.⁶⁵⁵ Die Entscheidung, sich in Aktien statt in bar auszahlen zu lassen, obliegt Cogac.⁶⁵⁶ Eine solche Erhöhung der Beteiligung würde die Schlussfolgerung des vorangehenden Erwägungsgrundes verstärken.

964. Im Jahr 2000 brauchte die betreffende Vereinbarung aufgrund des Nichterreichens der Schwellen nicht bei den französischen oder europäischen Wettbewerbsbehörden angemeldet zu werden. Daraus folgt, dass, falls die anhängigen Streitigkeiten zwischen der GDF-Gruppe und der Gruppe Thion-Ne Varietur zugunsten der GDF-Gruppe entschieden werden sollten und die Vereinbarung aus dem Jahr 2000 wie vorgesehen

⁶⁵² Geschäftsbericht 2003, S. 38; Geschäftsbericht 2004, S. 42. Übermittelt von der Gruppe Thion-Ne Varietur im Dokument vom 13. Juli 2006 (Nr. 13242).

⁶⁵³ Antwort der Parteien auf die Fragen der Kommission vom 8. Juni 2006, Frage 6 der Kommission, S. 7-8.

⁶⁵⁴ [...] ^{*}

⁶⁵⁵ Artikel 3.1(a) des Vertrages über Wandelschuldverschreibungen vom 17. August 2000, bestätigt von den Parteien in ihren Antworten vom 15. September 2006 (Nr. 17376), Frage 3.

⁶⁵⁶ Antworten der Parteien vom 15. September 2006 (Nr. 17376) auf Frage 3 und Artikel 5(d) der Übereinkunft aus dem Jahr 2000.

wieder angewandt werden sollte, eine Anmeldung bei einer Wettbewerbsbehörde wahrscheinlich nicht erforderlich wäre, obwohl die GDF-Gruppe dann mit den Mehrheitsaktionären die gemeinsame Kontrolle über die Gruppe Thion-Ne Varietur ausüben könnte.

965. Diese gemeinsame Kontrolle ist umso wichtiger, als GDF sowohl bei den seit langem betriebenen Netzen als auch bei der Ausarbeitung von Angeboten im Rahmen von Ausschreibungen nahezu der alleinige Erdgaslieferant der Gruppe Thion-Ne Varietur ist.⁶⁵⁷ Diese Situation trifft nicht nur auf Thion-Ne Varietur zu⁶⁵⁸, da sie auf allgemeinen Gegebenheiten des französischen Erdgasmarktes beruht; im speziellen Fall von Thion-Ne Varietur verstärkt jedoch diese Stellung als Kunde gegenüber einem Lieferanten die gesellschaftsrechtlichen Elemente.
966. Bei der folgenden wettbewerblichen Würdigung kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass Soccrum, ein Unternehmen der Gruppe Thion-Ne Varietur, ein von der GDF-Gruppe, der das Unternehmen Cofathec angehört, unabhängiger Wettbewerber ist. Es muss im Gegenteil davon ausgegangen werden, dass nicht auszuschließen ist, dass die Gruppe Thion-Ne Varietur in Zukunft von ihren Mehrheitsaktionären und der GDF-Gruppe gemeinsam kontrolliert wird. Diese gemeinsame Kontrolle, die gegenwärtig wahrscheinlich durch die Streitigkeiten zwischen der GDF-Gruppe und der Gruppe Thion-Ne Varietur gestört ist, würde die Zahl der unabhängigen Wettbewerber, die sich an Ausschreibungen beteiligen, verringern.

Marktanteile

967. Zur Bestimmung der Marktanteile der verschiedenen Anbieter auf dem Markt für den Betrieb der Fernwärmenetze wurden verschiedene Kriterien vorgebracht.
968. Ein erstes Kriterium betrifft die Zahl der betriebenen Netze. Für die Parteien ist das Kriterium der Zahl der Netze am beweiskräftigsten, da jedes Netz von dem Erfolg zeuge, den ein Marktteilnehmer bei der Vergabe der Verträge im Ausschreibungsverfahren gehabt habe.⁶⁵⁹ Nach diesem Kriterium hätte Dalkia mit einem Marktanteil von ungefähr [50-60]* % eine überragende Stellung.⁶⁶⁰

⁶⁵⁷ E-Mail der Thion-Gruppe (Nr. 13806) vom 24. Juli: Obwohl mehr als zwanzige Angebotsanfragen an andere Erdgaslieferanten gingen, kam sie nur bei einem einzigen Netz um EDF herum.

⁶⁵⁸ Auch im Fall Dalkia ist GDF der weitaus wichtigste Erdgaslieferant für die Fernwärmenetze: Mitteilung von Jones Day für Veolia Environnement (Nr. 11413) vom 23. Mai 2006, S. 28, unter 4.2.2. A.a.

⁶⁵⁹ Formblatt CO, S. 818.

⁶⁶⁰ Tabelle 1 des Formblatts CO, S. 818, Tabelle 12, S. 799 mit Änderungen, um die Regionen auszuschließen, in der Antwort der Parteien vom 29.06.06, und unter Erhöhung der Zahl der Netze von Soccrum und Idex gemäß den Antworten ihrer Wettbewerber.

Unternehmen	Zahl der Netze	Geschätzter Marktanteil (angesichts der Schätzung der Gesamtzahl)
Suez	[...]*	[15-20]*%
Gaz de France	[...]*	[0-5]*%
Suez + Gaz de France	[...]*	[20-30]*%
Socram	[...]* ⁶⁶¹	[5-10]*%
Suez + GDF + Socram	[...]*	[30-40]*%
Dalkia	[...]* ⁶⁶²	[50-60]*%
I dex	[...]* ⁶⁶³	[5-10]*%
Sonstige Marktteilnehmer (Enertherm, UEM usw.)	[...]* ⁶⁶⁴	[10-15]*%
Gesamtzahl <i>geschätzt</i>	348 ⁶⁶⁵	100 %

969. Bei der auf der Anzahl der Netze beruhenden Argumentation werden zwei Faktoren außer Acht gelassen: Erstens spiegelt die Zahl der betriebenen Netze in hohem Maße den Erfolg der verschiedenen Marktteilnehmer in der Vergangenheit wider, denn auch wenn die neuen Betreiberverträge für Zeiträume von 10 bis 24 Jahren geschlossen werden⁶⁶⁶,

⁶⁶¹ Antwort von Socram des 24. Juli, reg. Nr. 13806. Nach der Schätzung der Parteien worauf in der Fussnote 660 verwiesen wird, wurden Socram 20 Netze zugeschrieben. In der Antwort von Socram des 18. September 2006, reg. Nr. 17497, schreibt diese Gruppe sich selber aus einer Gesamtzahl von 394 Netzen (inklusive Regien) 27 Netze zu.

⁶⁶² Laut der Antwort Dalkias des 22. September 2006, reg. Nr. 17813, betreibt diese Gesellschaft [ungefähr 180] Netze, d.h. [40-50%] der Gesamtzahl die auf [ungefähr 400] geschätzt wird

⁶⁶³ Antwort von I dex des 19. September 2006, reg. Nr 17526, letztes Blatt der Datei.

⁶⁶⁴ Diese Zahl bildet die Differenz zwischen der geschätzten Gesamtzahl (von 348 – siehe Fussnote 665) und den Anzahlen der von den wichtigeren, höher in der Tabelle genannten Wettbewerbern betriebenen Netzen.

⁶⁶⁵ In der Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 741, wird die Gesamtzahl von 330 als Rechenfehler der Kommission, den es durch 348 zu ersetzen gilt, gerügt. Die Gesamtzahl von 330 wurde jedoch von den Parteien am 29. Juni 2006 als ihre beste Schätzung mitgeteilt. Eine Gesamtzahl von 348 würde die Analyse jedoch in der Substanz nicht ändern. In Abwesenheit einer von einem neutralen Dritten vorgenommenen Schätzung, wird in der Tabelle eine Gesamtzahl von 348 benützt.

⁶⁶⁶ Beispiel eines neuen Vertrages, der in Metz für eine Laufzeit von 10 Jahren geschlossen wurde, die auf 20 Jahre verlängert werden kann: Antwort von UEM (Nr. 13890) vom 25. Juli auf die Fragen vom 20.7.06, Frage F.

fallen doch einige Fernwärmenetze noch unter Konzessionsverträge mit Laufzeiten von mehr als 24 Jahren, der im Gesetz Sapin festgelegten Obergrenze.⁶⁶⁷

970. Zweitens könnte durch die Anzahl der Netze die Bedeutung der kleinen Netze überschätzt werden, von denen einige mit Holz betrieben werden⁶⁶⁸, oder eine Situation abgebildet werden, in der sich einige Unternehmen auf größere Netze beschränken, während andere Unternehmen nicht in der Lage sind, Ausschreibungen für große Netze zu gewinnen.

971. Nach Auffassung der Kommission ist es daher bei der Berechnung der Marktanteile zweckmäßiger, die Menge (in GWh) und den Wert (in Mio. Euro) der betriebenen Netze anzusetzen. Nach diesen Kriterien sind die Marktanteile der Fusionsparteien und insbesondere der Suez-Gruppe deutlich höher, wie die folgende Tabelle zeigt. Angesichts der auseinander gehenden Schätzungen der Gesamtmenge der erzeugten Wärme für die Fernwärmenetze⁶⁶⁹ werden die Marktanteile in zwei Spalten dargestellt. Wichtig sind die absoluten Mengen der Wärmeerzeugung, die von jedem Wettbewerber für das, was ihn betrifft, mitgeteilt wurden.

972. Diese Angaben stellen sich wie folgt dar:

⁶⁶⁷ Der Fall Massy, in dem die Gesellschaft Curma das Fernwärmenetz für die Zeit von 1986 bis 2014 betreibt: Antwort von Massy (Nr. 13783) vom 24. Juli 2006 auf Frage 20 der Untersuchung der Kommission. Der Fall Saint-Denis, in dem eine Konzession ohne Ausschreibung aus dem Jahr 1956 im Jahr 1986 im Wege der direkten Anfrage (somit ohne öffentliche Bekanntgabe) bis 2013 verlängert wurde; Antwort Nr. 12891 vom 7. Juli auf Frage 21.

⁶⁶⁸ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 743.

⁶⁶⁹ In der Antwort der Parteien (Nr. 17567) vom 19. September wird der Gesamtmarkt mit 30 000 GWh berechnet. Die Wettbewerber Dalkia (Antwort Nr. 17623 vom 20. September 2006, nicht vertrauliche Fassung vom 22. September) und Soccram (Antwort Nr. 13850 vom 25. Juli und Antwort Nr. 17548 vom 14. September 2006) schätzen den Gesamtmarkt auf 24 000 GWh. Idex (Antwort Nr. 17866 vom 25. September 2006) schätzt den Gesamtmarkt auf 23 000 GWh.

Betreiber	Wärmeerzeugung in 2005 (GWh) ⁶⁷⁰	Marktanteil auf der Grundlage eines Gesamtmarktes von 24 000 GWh	Marktanteil auf der Grundlage eines Gesamtmarktes von 30 000 GWh
Elyo (Suez)	[...]*	[40-50]* %	[30-40]* %
Cofathec (Coriance + Services) (GDF)	[...]*	[0-5]* %	[0-5]* %
Summe der Parteien ohne Soccram	[...]*	[40-50]* %	[30-40]* %
Soccram	[...]*	[5-10]* %	[5-10]* %
Summe der Parteien mit Soccram	[...]*	[50-60]* %	[40-50]* %
Dalkia	[...]*	[20-40%]*	[20-30]* %
I dex	[...]*	[0-5%]*	[0-5]* %
Autres (Enerpart, UEM, ...)			
Gesamt		24.000 = 100%	30.000 = 100%

973. Aus diesen Zahlen folgt, dass die Parteien auch ohne Soccram eine Wärmeerzeugungsmenge ([...]* GWh) auf sich vereinen, die mehr als ein Drittel über der des zweitgrößten Marktteilnehmers Dalkia liegt ([...]* GWh). Rechnet man die Mengen von Soccram hinzu, erreichen die Parteien eine Menge, die die Mengen von Dalkia um mehr als die Hälfte übersteigt. Daraus folgt, dass Dalkia zwar gemessen an der Zahl der Netze der größte Betreiber ist, aber Netze betreibt, die im Schnitt deutlich kleiner als die der Parteien sind.

974. Aus der vorangehenden Beschreibung der Marktanteile ergibt sich, dass die Parteien ohne Soccram den anderen großen Marktteilnehmer Dalkia überholen und mit den Netzen von Dalkia die Schwelle von [50-60]* % überschreiten. Neben den Parteien (mit Soccram) und Dalkia kommt nur ein Unternehmen, Idex, an [0-5]*% Marktanteil heran. Die anderen Netze werden von örtlichen Unternehmen betrieben, die ein oder im Ausnahmefall zwei Netze betreiben.

⁶⁷⁰ Antworten der Betreiber auf den Fragebogen vom 13. September 2006: Nr. 17495 (Parteien) 17623 (Dalkia), 17526 (Idex), 17497 (Soccram).

Marktzutrittsschranken

975. In der Anmeldung betonen die Parteien den Wettbewerbsdruck, der von neuen Anbietern ausgeübt wird. Sie nennen allerdings nur zwei neue französische Anbieter, Enertherm und Idex.⁶⁷¹
976. Enertherm ist Dalkia 2002 beim Fernwärmenetz von Paris La Défense nachgefolgt.⁶⁷² Dennoch kann Enertherm bei anderen Ausschreibungen nicht als glaubwürdiger Wettbewerber eingestuft werden. Aus der Antwort von Enertherm auf die Fragen der Kommission geht hervor, dass das Unternehmen ausschließlich zu dem Zweck gegründet wurde, Konzessionsinhaber für das Netz von La Défense zu sein. Enertherm schließt jede Teilnahme an Ausschreibungen für den Betrieb (oder die Errichtung) anderer Fernwärmenetze als dem Netz von Paris La Défense aus.⁶⁷³ Enerpart, die Muttergesellschaft von Enertherm, hat sich seit 2003 an verschiedenen Ausschreibungen beteiligt, bislang ohne Erfolg.⁶⁷⁴ Enerpart teilte mit, sich wegen der Art und Weise, wie ihre Bewerbung in mindestens einem Fall ausgeschlossen worden sei, bei den französischen Wettbewerbsbehörden beschwert zu haben.⁶⁷⁵ Daraus folgt, dass die Präsenz der Enerpart-Gruppe, die eine Ausschreibung für den Betrieb eines Netzes gewinnen konnte, derzeit nicht ausreicht, um sie als glaubwürdigen Wettbewerber auf dem Markt darzustellen.
977. Was Idex anbelangt, räumen die Parteien ein, dass das Unternehmen kein Neueinsteiger ist, da es bereits seit mehreren Jahren auf dem Markt präsent ist.⁶⁷⁶ Nach Angaben von Idex ist das Unternehmen in der Tat bereits seit 40 Jahren auf dem Markt tätig.⁶⁷⁷ Die Parteien sind jedoch der Ansicht, dass dieses Unternehmen bei den letzten Ausschreibungen, nach der Übernahme durch Investmentfonds, besonders aktiv war. Die Marktuntersuchung hat bestätigt, dass Idex zwei der seit 2003 durchgeführten Ausschreibungen gewonnen hat.⁶⁷⁸ Bei geschätzten Marktanteilen von zahlenmäßig [5-10]* % und mengenmäßig weniger als [0-5]* % muss der Wettbewerbsdruck von Idex als glaubwürdig, aber gering bezeichnet werden.
978. Die Parteien nennen keine ausländische Gruppe, die eine Ausschreibung für ein Fernwärmenetz in Frankreich gewonnen hätte. Der Marktuntersuchung zufolge geben diese Gruppen im Allgemeinen in Bietergemeinschaft mit einem nationalen Unternehmen Angebote ab.⁶⁷⁹ Dies zeigt, dass eine Präsenz in Frankreich und Erfahrung

⁶⁷¹ Formblatt CO, S. 821.

⁶⁷² <http://enertherm.iota-online.com/15.html>, Ausdruck vom 24.7.06.

⁶⁷³ E-Mail von Enertherm (Nr. 14069) vom 28.7.06.

⁶⁷⁴ Antwort von Enerpart (Nr. 17503) vom 19. September 2006.

⁶⁷⁵ Ebenda und Fax von Enerpart, SEEM-Gruppe, vom 19. September 2006 (Nr. 17487).

⁶⁷⁶ Formblatt CO, S. 821.

⁶⁷⁷ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli auf Frage 3.

⁶⁷⁸ Siehe oben, Fußnote 638.

⁶⁷⁹ Antwort von Thion–Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf Frage 23.

im Betrieb der französischen Fernwärmenetze erforderlich zu sein scheint, um als glaubwürdiger Bieter wahrgenommen zu werden, und dass es Marktzutrittsschranken für ausländische Gruppen gibt.

Wettbewerbliche Auswirkungen

979. Durch den angemeldeten Zusammenschluss geht das Unternehmen mit dem wert- und mengenmäßig größten Marktanteil mit dem drittgrößten Unternehmen (GDF + Soccram) zusammen. Die neue Einheit wäre der größte Marktteilnehmer (wert- und mengenmäßig) vor Dalkia (Veolia). Ihr besonders hoher Marktanteil – mehr als [50-60]* % - kann für sich allein der Nachweis für das Vorliegen einer beherrschenden Marktstellung nach dem Zusammenschluss sein.⁶⁸⁰
980. Nach dem Zusammenschluss wäre Dalkia mit einem Marktanteil von weniger als [30-40]* % der einzige große Wettbewerber. Alle anderen Wettbewerber sind mit Marktanteilen von höchstens [0-5]* % in einer sehr schwachen Position.
981. Die Parteien betonen, dass der Marktanteil auf einem Ausschreibungsmarkt nicht unbedingt die Marktmacht des betreffenden Unternehmens abbilde.⁶⁸¹ Man müsse vielmehr Ausschreibung für Ausschreibung prüfen, wie viele glaubwürdige Wettbewerber teilgenommen und dadurch Wettbewerbsdruck auf die Parteien ausgeübt hätten.⁶⁸²
982. Der Markt ist in der Tat durch wenige Ausschreibungen pro Jahr - abgesehen von einigen wenigen neuen Netzen pro Jahr, wird die Zahl der jährlichen Ausschreibungen auf 5 bis 15 geschätzt – und durch üblicherweise sehr lange Laufzeiten der Betreiberverträge (bis zu 24 Jahren) gekennzeichnet.
983. Aus der Analyse der Ausschreibungen in Frankreich für die Jahre 2003 bis 2006 geht auf der Grundlage der von den Parteien für 50 Ausschreibungen übermittelten Daten hervor, dass Cofathec ([30-40]* Teilnahmen) und SES-Elyo ([30-40]* Teilnahmen) mit Dalkia ([30-40]* Teilnahmen) zu den 3 sehr häufigen Teilnehmern gehörten, vor den beiden Teilnehmern Soccram ([20-30]* Teilnahmen) und Idex ([20-30]* Teilnahmen).⁶⁸³ Neben diesen fünf sind nur selten weitere Teilnehmer zu finden. Neben Enerpart, die oben unter Randnummer 976 erwähnt wird, war das Unternehmen „CVD“ der einzige „alternative“ Teilnehmer, der bei [0-5]* Ausschreibungen mitbot und nach Angaben der Parteien im Jahr 2005 [0-5]* Ausschreibungen für Vitry-Choisy gewann.⁶⁸⁴ Es hat sich herausgestellt, dass „CVD“ eine 100 %ige Tochtergesellschaft von Elyo ist.⁶⁸⁵

⁶⁸⁰ Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2004/C31/03), Absatz 17.

⁶⁸¹ Formblatt CO, S. 819.

⁶⁸² Formblatt CO, S. 820, unter Verweis auf die Entscheidungen M.3216 Oracle/Peoplesoft, M.2139 Bombardier/Adtranz und M.2816 Ernst & Young France/Andersen France.

⁶⁸³ Von den Parteien am 26. Juli 2006 übergebene Tabelle (Nr. 13999).

⁶⁸⁴ Punkte 39 und 40 in der von den Parteien am 26. Juli 2006 übergebenen Tabelle (Nr. 13999).

⁶⁸⁵ Antwort der Parteien auf das Auskunftsersuchen vom 22. September 2006, Frage 5.

984. Daraus folgt, dass Suez und GDF mit Dalkia, Socram und – in geringerem Maße – Idex zu einem kleinen Kreis naher Wettbewerber gehören, die starken Wettbewerbsdruck aufeinander ausüben.
985. Bei den [30-40]* Ausschreibungen, an denen Elyo teilnahm, begegnete sie Dalkia [20-30]* Mal, Cofathec [20-30]* Mal, Socram [20-30]* Mal und Idex [15-20]* Mal als Wettbewerber.⁶⁸⁶
986. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch die besondere Rolle von Cofathec (GDF) in diesem Markt. Gestützt auf den Erdgaskonzern, aus dem sie hervorgegangen ist, ist es Cofathec innerhalb weniger Jahre gelungen, wirklich und glaubwürdig Wettbewerbsdruck auszuüben. Die von der Thion-Gruppe (Socram) für den Zeitraum 2003-2006 vorgelegte Ausschreibungsübersicht⁶⁸⁷ enthält 14 Ausschreibungen für den Betrieb eines bestehenden Fernwärmenetzes. In [5-10]* Fällen wurde die neue Ausschreibung von den bisherigen Betreibern Elyo [5-10]* und Dalkia [0-5]* gewonnen. In 5 Fällen war der neue nicht der alte Auftragnehmer. In [60-70]* % dieser Fälle [0-5]* ist Cofathec der neue Betreiber; weitere Auftragnehmer in Fällen, in denen der Vertrag nicht erneuert wurde, waren Socram und der Regiebetrieb von Metz in einem Nachbarviertel zu ihrem alten Netz.⁶⁸⁸ Dalkia, Elyo und Idex haben dagegen nur eine einzige dieser Ausschreibungen, bei denen der alte Vertrag nicht erneuert wurde, gewonnen.
987. Diese Analyse zeigt, dass Elyo und Dalkia, die die meisten Netze betreiben, ihre jeweils bestehenden Netze eher nicht anzugreifen scheinen, während Cofathec im Wettbewerb eine größere Rolle gespielt hat, als ihr Marktanteil vermuten lassen würde. Cofathec war ein neuer Marktteilnehmer – der nicht wie Dalkia, Elyo, Socram und Idex eine jahrzehntelange Tätigkeit in diesem Sektor der Langfristverträge vorweisen konnte – und ein aggressiver Wettbewerber, der versuchte, die etablierten Marktteilnehmer durch sehr wettbewerbsfähige Angebote zu verdrängen. Der französische Rechnungshof hat diese Politik folgendermaßen kommentiert: „Das Gericht stellt fest, dass Cofathec seit der Gründung eine sehr geringe bis negative Rentabilität aufweist. ... Das Gericht stellt fest, dass die Gruppe Gaz de France über ihre Tochtergesellschaft Cofathec in diesem Bereich eine sehr aktive Politik zur Eroberung von Marktanteilen betrieben hat.“⁶⁸⁹ Diese aggressive Strategie war zum Teil möglich, weil GDF ihrer Tochtergesellschaft den Rücken stärkte. Der Präsident des Rechnungshofs stellte hierzu fest: „Gaz de France hat ihre Tochtergesellschaft in der Tat über weite Strecken finanziert, indem sie deren Kapitalerhöhungen zeichnete oder Darlehen zu Vorzugskonditionen gewährte. Sie ermöglichte ihrer Tochtergesellschaft auch den Zugang zum französischen und italienischen Finanzmarkt zu günstigeren Bedingungen, als diese allein hätte erhalten können. Gaz de France hat für ihre Tochtergesellschaften auch Leistungen erbracht, die

⁶⁸⁶ Es gab auch ein gemeinsames Angebot von Elyo und Idex.

⁶⁸⁷ Antwort von Thion-Ne Varietur (Nr. 13939) vom 26. Juli.

⁶⁸⁸ Siehe oben Randnr. 941.

⁶⁸⁹ Rechnungshof, Sonderbericht über die Abschlüsse und die Geschäftsführung von Cofathec, Geschäftsjahre 1999 bis 2002, S. 65 (Nr. 14309).

nicht berechnet wurden“.⁶⁹⁰ Mit Cofathec als glaubwürdiger unabhängiger Marktteilnehmer wird somit durch die Fusion mit SES-Elyo eine wichtige treibende Kraft des Wettbewerbs ausgeschaltet.

988. Idex hat zwar in den letzten Jahren [0-5]* Ausschreibungen gewonnen, kann jedoch nicht als Marktteilnehmer betrachtet werden, der einen vergleichbaren Wettbewerbsdruck wie Cofathec ausübt. Erstens betrafen die [0-5]* Erfolge von Idex neue Netze und keine möglichen Vertragserneuerungen. Im Unterschied zu GDF hat Idex es somit nicht geschafft, etablierte Unternehmen aggressiv zu verdrängen. Zweitens verfügt Idex nicht über die finanziellen Vorteile, auf die unter Erwägungsgrund 987 verwiesen wird. Dass Idex vor kurzem einen neuen Aktionär gefunden hat, ist nicht mit der Rückenstärkung von GDF für ihre Tochtergesellschaft Cofathec vergleichbar, die auf die Eroberung von Marktanteilen selbst zum Preis einer schwachen Rentabilität ausgerichtet ist. Diese Rückenstärkung durch GDF ermöglichte es Cofathec, den Wettbewerb anzukurbeln.

989. Die Beseitigung des Wettbewerbs zwischen den Parteien hätte somit unmittelbare Folgen und würde sich wahrscheinlich auf die Angebotspreise der Parteien auswirken.

990. Dies ist umso wahrscheinlicher, als die aus dem Zusammenschluss hervorgehende neue Einheit einen so großen Einfluss auf das Angebot an den zur Erzeugung notwendigen Ressourcen hat, dass sie die Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenz einschränken kann. Erdgas ist der wichtigste Primärenergieträger zur Erzeugung der Wärme in Fernwärmenetzen. Der Primärenergieeinsatz von Dalkia besteht heute zu [80-90]*% aus Erdgas, zu [5-10]* % aus Heizöl und zu [10-15]* % aus Elektrizität.⁶⁹¹ Socram setzt [60-70]* % Erdgas, [5-10]* % Wärme aus HMVA, [5-10]* % schweres Heizöl und [5-10]* % Holz ein. Festzustellen ist auch, dass der Anteil von Erdgas aufgrund der Umweltmaßnahmen steigt.⁶⁹² Idex betrachtet GDF ebenfalls als nicht zu umgehen⁶⁹³, unter anderem aufgrund der in Frankreich geltenden Preisreglementierung⁶⁹⁴. Es stimmt, dass Elyo (Suez-Gruppe) GDF in einigen wenigen Netzen in den Regelzonen Nord und Ost durch einen alternativen Anbieter ersetzt hat.⁶⁹⁵ In weitaus mehr Netzen hat Elyo jedoch nach einer Angebotsanfrage an verschiedene Erdgasanbieter beschlossen, aufgrund des Vorteils der reglementierten Preise nicht von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch zu machen.⁶⁹⁶ Cofathec Coriance und Cofathec Services (GDF-Gruppe) haben GDF erst vor kurzem bei mehr als einem Drittel der von ihnen

⁶⁹⁰ Schreiben des Ersten Präsidenten des Rechnungshofs an den Minister für Wirtschaft, Finanzen und Industrie vom 3. Dezember 2004, S. 2 (Nr. 14309).

⁶⁹¹ Schriftstück von Veolia (Jones Day), S. 28, Nr. 11413 (nicht vertrauliche Fassung).

⁶⁹² Antwort von Thion–Ne Varietur (Nr. 12972) vom 10. Juli auf Frage 28.

⁶⁹³ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 38, Mitteilung von Socram vom 13. Juli 2006 in einem Schreiben vom Socram vom 24. Juli 2006 (Nr. 13806).

⁶⁹⁴ Antwort von Idex (Nr. 14210) vom 31. Juli 2006 auf Frage 43.

⁶⁹⁵ Antwort der Parteien (Nr. 17495 und 17567) vom 18. und 19. September 2006 auf Frage 2. Es handelt sich um weniger als 10 von insgesamt 62 Netzen.

⁶⁹⁶ Ebenda.

betriebenen Netze durch einen alternativen Anbieter ersetzt.⁶⁹⁷ In fast allen Fällen, in denen ein Fernwärmenetzbetreiber einen alternativen Anbieter gefunden hat, befindet sich dieses Netz in den Regelzonen Nord und Ost, in denen die Präsenz von Distrigaz stärker als in anderen Zonen ist.

991. Angesichts ihrer Stellung auf den französischen Erdgasmärkten bleibt GDF somit für alle Wettbewerber auf dem Markt der Fernwärmenetze der Hauptlieferant. Suez (Distrigaz France) wird als aktivster Neueinsteiger wahrgenommen, der am schnellsten einen ernsthaften Marktanteil erobert hat.⁶⁹⁸ Der größte Wettbewerber auf dem Markt, Dalkia, bezieht [60-70]* % der Erdgasmengen, die von Dalkia und ihren Tochtergesellschaften (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben) verbraucht werden, von GDF und [15-20]* % von Suez (Distrigaz). Bei den Standorten, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters keinen Gebrauch gemacht haben, macht GDF [90-100]* % des Erdgasbezugs aus.⁶⁹⁹ Mit anderen Worten kauft Dalkia hauptsächlich bei GDF und als Alternative hauptsächlich bei Distrigaz. Nach dem Zusammenschluss werden die Parteien somit einen nicht zu umgehenden Anbieter darstellen und einen starken Einfluss auf die Kosten ihres größten Wettbewerbers Dalkia ausüben.
992. Dies gilt in gleicher Weise für Socram, die, sollte sie ihren Rechtsstreit mit GDF jemals gewinnen, ein von den Parteien unabhängiger Wettbewerber wäre. Socram bezieht fast [90-100]* % des Erdgases bei GDF. Sie hatte in der Vergangenheit große Probleme, wettbewerbsfähige Angebote zu erhalten. Obwohl mehr als zwanzig Angebotsanfragen an andere Erdgaslieferanten gingen, kam Socram nur bei einem einzigen Netz um GDF herum.⁷⁰⁰
993. Unter diesen Umständen hat die aus dem Zusammenschluss hervorgehende neue Einheit einen so großen Einfluss auf das Angebot an Ressourcen, die zur Wärmeerzeugung erforderlich sind, dass sie die Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenz einschränken kann. Der Druck, den die Wettbewerber, einschließlich Dalkia, ausüben können, wird nicht ausreichen, um die neue Einheit daran zu hindern, die Preise zu erhöhen.
994. Aus den genannten Gründen könnte der angemeldete Zusammenschluss somit den Wettbewerb auf dem Markt der Fernwärmenetze in Frankreich durch nicht koordinierte Wirkungen erheblich behindern.
995. Dagegen ist relativ unwahrscheinlich, dass der angemeldete Zusammenschluss die Marktstruktur so verändert, dass es Suez/GDF und Dalkia möglich wäre, gemeinsam eine marktbeherrschende Stellung einzunehmen.

⁶⁹⁷ Antwort der Parteien (Nr. 17624) vom 20. September 2006 auf Frage 6 sowie die Tabellen zu Cofathec Coriance und Cofathec Services im Anhang zur Antwort der Parteien (Nr. 17567) vom 19. September 2006 (alle von einem Anbieterwechsel betroffenen Netze liegen in der Regelzone Nord).

⁶⁹⁸ Antwort von Dalkia (Nr. 14439) vom 3. August auf Frage 61.

⁶⁹⁹ Schreiben von Veolia (Nr. 14387) vom 31. Juli.

⁷⁰⁰ E-Mail der Thion-Gruppe (Nr. 13806) vom 24. Juli.

996. Eine Koordinierung ist als langfristige glaubwürdige Strategie unwahrscheinlich, da die Ausschreibungen, bei denen sich die Parteien und Dalkia immer wieder begegnen, keine glaubwürdigen Bestrafungsmechanismen ermöglichen.

997. Denn die Heterogenität der einzelnen Ausschreibungen, sowohl hinsichtlich des Umfangs als auch in Bezug auf die nicht preisbasierten Anforderungen der Auftraggeber, würden ein abgestimmtes Verhalten verteuern und schwer überwachbar machen. Was den Umfang der Ausschreibungen anbelangt, bestätigt die Marktuntersuchung die Vielfältigkeit der Ausschreibungen im Zeitraum 2003 bis 2006.⁷⁰¹ Was die Anforderungen der Auftraggeber zu anderen Elementen als dem Preis betrifft, so bestätigt die Marktuntersuchung, dass neben dem reinen Preisfaktor Umweltbelange eine nicht unerhebliche Rolle im Entscheidungsprozess der Auftraggeber spielen und dass der Auftraggeber bei der endgültigen Auswahl einen großen Ermessensspielraum besitzt.⁷⁰²

Schlussfolgerung

998. Zusammenfassend würde der Zusammenschluss in der angemeldeten Form wirksamen Wettbewerb auf dem Markt der Fernwärmenetze in Frankreich durch nicht koordinierte Wirkungen erheblich behindern.

⁷⁰¹ Antwort der Parteien auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte, Randnr. 791. Von verschiedenen Anbietern als Antwort auf einen Fragebogen zu den Ausschreibungen erhaltene Daten, Verweise oben in Fußnote 638.

⁷⁰² Abgesehen von den Antworten anderer Anbieter, auf die Fußnote 638 verweist, Antwort von Enerpart vom 19. September 2006 sowie der Wortlaut von Artikel L.1411.5 des Code Général des Collectivités Territoriales (Allgemeines Gesetz über Gebietskörperschaften) („die zur Vertragsunterzeichnung befähigte Behörde nimmt frei alle zweckdienlichen Gespräche mit einem oder mehreren Unternehmen auf, die ein Angebot eingereicht haben“).

D. Energiedienstleistungen mit Ausnahme von Fernwärmenetzen

999. Einige den Erdgas- und Elektrizitätsmärkten vor- und nachgelagerte Märkte werden unter dem Begriff „Energiedienstleistungen“ zusammengefasst. Es handelt sich um Märkte, die Tätigkeiten der Planung, der Ausführung, der Vermarktung, des Betriebs und/oder der Wartung von Anlagen aus dem Bereich der Energieerzeugung, Heizung und Klimatisierung umfassen.
1000. Auf einem dieser Märkte liegen Überschneidungen zwischen den Parteien vor, die dazu führen könnten, dass dieser Markt vom Zusammenschluss ebenfalls betroffen ist, und zwar die Wartung von Gasheizkesseln im Privatkundensegment bestimmter Departements; dieser Markt wird zuerst behandelt. Dazu kommt der Markt der Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten in Frankreich, auf den ein Benutzer die Kommission hingewiesen hatte.

1. Wartung von Gasheizkesseln

Definition des sachlichen Marktes

1001. Die Parteien unterscheiden einen Markt für die Wartung von Gasheizkesseln, der alle technischen Leistungen umfasst, die es ermöglichen, einen Kessel zu warten, instand zu halten oder instand zu setzen. Diese Wartungstätigkeit wurden von den französischen Wettbewerbsbehörden aufgrund der Art der betroffenen Geräte als eigenständiger Markt bezeichnet.⁷⁰³ Es handelt sich um Einzelheizkessel in Privathaushalten, unter Ausschluss aller anderen Heizungsanlagen. Den französischen Wettbewerbsbehörden zufolge lässt sich die Tätigkeit der Instandhaltung von Einzelheizkesseln anhand der betroffenen Kunden in zwei unterschiedliche Märkte segmentieren: Privatkunden (Einzelkunden und Verwalter von Eigentumsgemeinschaften) und Sozialwohnungsverwaltungen (die Verträge für den gesamten Bestand der Einzelheizkessel der Bewohner eines Gebäudes abschließen).⁷⁰⁴
1002. Die Marktuntersuchung bestätigt, dass es wahrscheinlich zwei eigenständige Märkte für die Instandhaltung von Einzelheizkesseln gibt: den für die Instandhaltung von Einzelheizkesseln bei Privatkunden (Einzelkunden und Verwalter von Eigentumsgemeinschaften) und den für die Instandhaltung von Einzelheizkesseln bei Sozialwohnungsverwaltungen. Diese Frage kann offen gelassen werden, weil sie für das Ergebnis der Würdigung unerheblich ist.
1003. Eine Überschneidung der Parteien liegt nur im Privatkundensegment vor (da Suez im Segment der Sozialwohnungsverwaltungen nicht aktiv ist); dieses Segment wird im Folgenden betrachtet.

Definition des räumlichen Marktes

1004. Für den Markt der Instandhaltung von Einzelheizkesseln bei Privatkunden (Einzelkunden und Verwalter von Eigentumsgemeinschaften) hat die

⁷⁰³ Vgl. Fußnote 709.

⁷⁰⁴ Ebenda.

Entscheidungspraxis der französischen Wettbewerbsbehörden departementale Märkte abgegrenzt.⁷⁰⁵

1005. Die Marktuntersuchung weist darauf hin, dass der räumlich relevante Markt für die Wartung von Gasheizkesseln bei Privatkunden aufgrund des Anteils der Arbeits- und Fahrtkosten an den Gesamtkosten der Leistung⁷⁰⁶ höchstens die Größe eines Departements haben kann.⁷⁰⁷ Diese Faktoren erklären im Übrigen, warum die betreffenden Dienstleistungen in Paris teurer als außerhalb von Paris sein können, denn in Paris sind Verkehrsstaus wesentlich häufiger.⁷⁰⁸
1006. Da sich das Ergebnis der Analyse bei einem nationalen räumlichen Markt nicht ändern würde, kann die Definition des räumlichen Marktes offen gelassen werden.

Auswirkungen des Zusammenschlusses - wettbewerbliche Würdigung

1007. Die GDF-Gruppe umfasst die Gesellschaft Savelys, die aus der Fusion von CGST-Save und Domoservices⁷⁰⁹ hervorgegangen ist und mit einem geschätzten landesweiten Marktanteil von [20-30]* % das größte Unternehmen auf dem Markt der Wartung von Einzelheizkesseln in Frankreich ist.⁷¹⁰ Innerhalb der Suez-Gruppe wird diese Tätigkeit von der Gesellschaft Maisoning ausgeübt, die einen geschätzten landesweiten Marktanteil von [0-5]* % hat.⁷¹¹ Wenn der Markt ein nationaler Markt wäre, würde der Zusammenschluss angesichts dieser Marktanteile und der sehr geringen Überschneidung kein Problem darstellen.
1008. Wenn der Markt ein departementaler Markt wäre, käme es nur in zehn Departements zu Überschneidungen zwischen den Parteien. In 8 von diesen 10 Departements beträgt diese Überschneidung [0-5]* % oder weniger. In einem neunten Departement hat Maisoning (Suez) einen Marktanteil von [15-20]* %, zu dem der Marktanteil von [5-10]* % von Savelys (GDF) kommt; diese Marktanteile werfen keine

⁷⁰⁵ In Fußnote 709 genanntes Schreiben, Ziffer 1.2.

⁷⁰⁶ Antwort Nr. 13044 auf Frage 14: 27-30 % der internen Kosten, 22-30 % der Rechnung an den Kunden betreffen die Anfahrt (Fahrt + Lohn des Installateurs während der Fahrt); Antwort Nr. 13200, ebenfalls auf Frage 14: 23,70 Euro werden dem Kunden berechnet; Antwort Nr. 13087: 13 % der Kosten, 20 % der Rechnung.

⁷⁰⁷ Frage 12 an die Marktteilnehmer: Antwort Nr. 13200: umfasst das Departement von 3 verschiedenen Standorten aus – mittlere Entfernung 15 km; Antwort Nr. 13044: 7-10 km; nicht vertrauliche Antwort von Gazhop, Nr. 12984: durchschnittlich 15 km; Antwort Nr. 13088 (allein arbeitender Installateur): durchschnittlich 8,5 km; Antwort Nr. 13087: 15 km.

⁷⁰⁸ Formblatt CO, S. 782-783.

⁷⁰⁹ Schreiben vom 25. Juni 2002 zur Genehmigung der Übernahme des Unternehmens Domoservices durch CGST-Save, BOCCRF Nr. 2 vom 12. März 2004. Dieser Genehmigung ging die Verpflichtungserklärung von CGST voraus, 14 Niederlassungen (Caen, Lorient, Rennes, Angers, Montargis, Blois, Bourges, Châteauroux, Poitiers, Niort, Valence, Grenoble, Montluçon und Nevers) mit allen materiellen und immateriellen Vermögensgegenständen zu veräußern, um den Wettbewerb in den Departements, in denen er beeinträchtigt war, wiederherzustellen.

⁷¹⁰ Formblatt CO, Tabelle 10 auf S. 797.

⁷¹¹ Ebenda.

Wettbewerbsprobleme auf. Im Departement Vienne beträgt diese Überschneidung [5-10]* %. Dieses Departement wird im Folgenden näher beleuchtet.

1009. Der gemeinsame Marktanteil der Parteien bleibt in vier der zehn betroffenen Departements unter 25 %; in fünf weiteren Departements mit Überschneidung beträgt der Marktanteil zwischen [30-40]* und [40-50]* %. In einem einzigen, schwach bevölkerten Departement, und zwar Vienne (Poitiers), würde der Marktanteil von Savelys von [60-70]* % durch den Zusammenschluss um die [5-10]* % von Maisoning wachsen, so dass der gemeinsame Marktanteil [60-70]* % betragen würde.
1010. Es steht zu bezweifeln, dass das Departement Vienne (weniger als 400 000 Einwohner) einen wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes darstellt. Zudem gehört dieses Departement zu denen, die von den Verpflichtungserklärungen der GDF-Gruppe gegenüber den französischen Behörden im Zusammenhang mit der Fusion CGST-Domoservice (aus der Savelys hervorgegangen ist) am stärksten betroffen ist.⁷¹² Eine der 14 von CGST veräußerten Niederlassungen war die von Poitiers, der Hauptstadt des Departements Vienne. Den französischen Behörden zufolge sollte diese Veräußerung das „Entstehen eines ernsthaften Marktteilnehmers ... mit einer Ansiedelung in einem homogenen Teil des Hoheitsgebiets (Grand Ouest und Rhône-Alpes) ermöglichen“. Angesichts der geringen Zahl von [0-2000]* Heizkesseln, die von der Überschneidung auf dem departementalen Markt durch den Zusammenschluss betroffen sind, sollte auf die Wirkung der Verpflichtungserklärungen gesetzt werden.
1011. Der Hauptgrund für die Schlussfolgerung, dass der Zusammenschluss keine wesentlichen Auswirkungen auf den betreffenden Markt hat, liegt in der Rolle der regionalen, departementalen oder lokalen Anbieter. In der Marktuntersuchung geben „kleine“ Anbieter (mit beispielsweise dreißig Installateuren) als Grund dafür, dass der Zusammenschluss keine Auswirkungen haben wird, die Treue der Privatkunden, ihre Rentabilität und die Tatsache an, dass sie sich auf kleinere Geräte konzentrieren, während Elyo auf Heizkessel für hohe Leistungen spezialisiert sei.⁷¹³ Auf die Frage nach den größten Schranken für ihre Expansion nannten die kleinsten Anbieter nicht die großen Wettbewerber, sondern die große Zahl der kleinen Wettbewerber und den Verwaltungsaufwand, der ganz allgemein mit ihrer selbständigen Tätigkeit verbunden sei.⁷¹⁴ Größere Anbieter (40 Installateure) nannten als größte Schranke für ihre Expansion das Problem, qualifizierte und motivierte Fachkräfte zu finden.⁷¹⁵ Dies könnte auch als Anreiz für die wenigen und daher gesuchten Heizungstechniker gesehen werden, sich selbständig zu machen.

Nichtvorliegen von wettbewerbsbeschränkenden konglomeralen Auswirkungen

1012. Dritte brachten vor, dass die Fusionsparteien in der Lage sein und einen Anreiz haben könnten, ihre sehr starken Stellungen auf den Erdgasmärkten in Frankreich zu nutzen,

⁷¹² Fußnote 709 oben.

⁷¹³ Antworten Nr. 13200 auf die Fragen 16, 17, 19, 21, 25.

⁷¹⁴ Antwort Nr. 13088 auf Frage 17, Antwort Nr. 13087 auf Frage 19.

⁷¹⁵ Antworten Nr. 12976 und 13115 auf Frage 19.

um den Wettbewerb auf dem Markt für die Wartung von Einzelgasheizkesseln zu beschränken.

1013. Diese Behauptung scheint auf dem Gedanken zu fußen, dass die neue Einheit nach dem Zusammenschluss Erdgas im Koppelungsverkauf mit Wartungsleistungen für Gasheizkessel anbieten könnte und entweder den Verkauf von Erdgas an Kunden, die keine Wartungsleistungen beziehen, verweigern oder Kunden, die Wartungsleistungen beziehen, einen erheblichen Nachlass auf den Gaspreis gewähren könnte.
1014. Die Kommission ist nicht der Ansicht, dass ausreichende Hinweise vorliegen, um eine Wettbewerbsbeschränkung auf diesem Wege zu erwarten.
1015. Es scheint relativ unwahrscheinlich zu sein, dass für die neue Einheit Anreize bestehen, derartige Koppelungsangebote aufzuerlegen. Denn es wäre für die neue Einheit unwirtschaftlich, einen Absatzrückgang oder Gewinneinbußen auf den Erdgasmärkten, die das Kerngeschäft darstellen und auf denen die Absatzmengen wesentlich höher sind, zu riskieren, um ihre Marktanteile in lokalen Märkten für die Heizkesselwartung zu steigern, in denen die Margen geringer sind und das Angebot durch zahlreiche kleine Unternehmen und niedrige Marktzutrittsschranken für diese Unternehmen gekennzeichnet ist.
1016. Rein hilfsweise stellt die Kommission fest, dass die von den Parteien vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen den Fortbestand eines gewissen Wettbewerbsgrads auf den französischen Märkten für die Erdgaslieferung ermöglichen werden, indem sie den Kunden, die nicht an den Koppelungsangeboten der neuen Einheit interessiert sein sollten, eine mögliche Alternative bieten. Es ist auch nicht ausgeschlossen, dass sich die Wettbewerber der Parteien in den Erdgasmärkten mit Anbietern von Wartungsdienstleistungen zusammenschließen, um ebenfalls Koppelungsangebote zu unterbreiten.
1017. Daraus folgt, dass in Bezug auf den Markt für die Wartung von Einzelgasheizkesseln keine Gefahr konglomeraler Auswirkungen auf den Wettbewerb gegeben ist.

Schlussfolgerung

1018. Aus den bisherigen Ausführungen folgt, dass der angemeldete Zusammenschluss in einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes wirksamen Wettbewerb bei der Wartung von Gasheizkesseln nicht erheblich behindern wird.

2. Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten

Definition des sachlichen Marktes

1019. Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten müssen so hohe Anforderungen an ihre Leistung, die Länge der Rohrleitungen und den sehr hohen Filtergrad erfüllen, dass es sich um einen eigenständigen sachlichen Markt handeln könnte und nur Spezialunternehmen diese Lüftungsanlagen warten oder bauen können.
1020. Die Marktuntersuchung hat bestätigt, dass Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten einen eigenständigen Markt darstellen, der vom größeren sachlichen Markt der industriellen Lüftungsanlagen zu unterscheiden ist. Diese Frage

kann jedoch offen gelassen werden, weil eine Würdigung auf der Grundlage des weiter gefassten Marktes zu dem gleichen Endergebnis führen würde.

1021. Die Marktuntersuchung hat eine klare Unterscheidung zwischen der Installation und der Wartung dieser Lüftungsanlagen ergeben. Dies ist nicht nur die Meinung der Anbieter⁷¹⁶, die bisweilen nur auf einem der beiden Gebiete tätig sind⁷¹⁷, sondern auch der Nutzer⁷¹⁸, die aufgrund ihrer Erfahrung bestätigt haben, dass für die Installation und die Wartung dieser Anlagen jeweils andere Unternehmen zuständig sind.⁷¹⁹
1022. Festzustellen ist, dass sich die Kostenstrukturen des Anbieters für Installation und Wartung unterscheiden (Wartung ist arbeitsintensiver)⁷²⁰ und dass die Installation einmalig erfolgt, während ein Wartungsvertrag im Allgemeinen für mehrere Jahre abgeschlossen wird.⁷²¹ Verschiedenen Marktteilnehmern zufolge können Installationsarbeiten von Mitarbeitern auf Montage durchgeführt werden, die von Standort zu Standort reisen⁷²², während für die Wartung eine Niederlassung in der Nähe des Standorts erforderlich ist.
1023. Da Suez im Bereich der Wartung nicht tätig ist⁷²³, sind Überschneidungen zwischen den Parteien nur bei der Installation gegeben.

Definition des räumlichen Marktes

1024. Die Parteien betrachten den Markt als nationalen Markt.
1025. Die Marktuntersuchung bestätigt, dass es sich beim Markt für die Wartung um einen nationalen Markt handelt – wobei der erfolgreiche Bieter einer Ausschreibung eine Niederlassung in der Nähe des zu wartenden Standortes vorsehen muss.
1026. Beim Markt für die Installation deuten einige Angaben auf einen nationalen (französischen) Markt, andere dagegen auf einen größeren (europäischen oder zumindest die Nachbarländer Frankreichs umfassenden) Markt hin.⁷²⁴ Ausschreibungen werden europaweit bekannt gegeben, aber in einigen Fällen unterscheiden sich die

⁷¹⁶ Antworten auf Frage 6, beispielsweise Nr. 13670 (Anbieter in Belgien, der meint, in den nächsten 6 Monaten auch in Frankreich tätig werden zu können), sowie Antworten der Parteien auf den Fragebogen vom 4. Juli 2006, Frage 18.

⁷¹⁷ Antwort Nr. 13773 auf Frage 6.

⁷¹⁸ Antwort Nr. 13599 auf Frage 6.

⁷¹⁹ Antwort Nr. 14525 auf Frage 6, Antworten Nr. 14756 und 13936.

⁷²⁰ Antwort Nr. 13917 auf Frage 9.

⁷²¹ Ebenda. Bezüglich der Laufzeit der Wartungsverträge außerdem alle Antworten.

⁷²² Antwort von Tunzini (Nr. 13773) auf Frage 9. Gleiche Antwort von NFMC (Nr. 13936) auf Frage 18. (“No local personnel is required for installation. ... literally personnel can be brought in from all over the world.”)

⁷²³ Ergänzende Antworten der Parteien vom 3. Juli 2006 auf Frage 3(i).

⁷²⁴ Siehe oben Randnummer 1022.

Qualifikationsverfahren, wodurch Schranken für „neue“ Anbieter geschaffen werden, die Erfahrung in einem Nachbarland haben.

1027. Die Marktuntersuchung hat ergeben, dass der räumlich relevante Markt für die Installation von Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten wahrscheinlich noch ein nationaler Markt ist.

1028. Da sich das Ergebnis der Analyse bei einem größeren räumlichen Markt nicht ändern würde, kann die Frage der Abgrenzung des räumlichen Marktes offen gelassen werden.

Auswirkungen des Zusammenschlusses - wettbewerbliche Würdigung

1029. Zu den Unternehmen, die auf Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten spezialisiert sind, gehören Axima, eine Tochtergesellschaft von Suez, und Cofathec Omega, eine Tochtergesellschaft von Gaz de France.

1030. Die Marktuntersuchung bestätigt, dass der jährliche Markt in Frankreich für die Installation und Wartung zusammen ein Volumen von ungefähr 20-30 Mio. Euro hat, wobei die Schwankungsbreite vor allem auf der Installation beruht. Auf die Wartung entfällt dabei ein Drittel oder ein Viertel (ungefähr 6-7 Mio. Euro) während sich der Rest (14-19 Mio. Euro) auf die Installation bezieht.⁷²⁵

1031. GDF und Suez weisen nur bei der Installation Überschneidungen auf. Die beiden größten Marktteilnehmer im Bereich der Installation sind Cofathec Omega (GDF), der die Parteien einen Marktanteil von [40-50]* % zuschreiben⁷²⁶, und das Unternehmen Tunzini (Vinci-Gruppe), dem die Parteien einen Marktanteil von [30-40]* % zuschreiben.⁷²⁷ An dritter Stelle kämen mit vergleichbaren Marktanteilen von schätzungsweise [5-10]* % mehrere Unternehmen, darunter auch Axima (Suez) und Amec Spie.⁷²⁸

1032. Aus diesen Marktanteilen folgt, dass der Zusammenschluss zu einem gemeinsamen Marktanteil von fast 50 % führt.

1033. Bei der Bewertung dieses gemeinsamen Marktanteils muss berücksichtigt werden, dass i) mit Tunzini, die zur Vinci-Gruppe gehört, ein starker Wettbewerber mit einem vergleichbaren Marktanteil vorhanden ist, ii) weitere Marktteilnehmer auf dem Markt aktiv sind und iii) die Möglichkeit, die weitgehend in der Hand der Nutzer liegt, besteht, dass weitere potenzielle Anbieter hinzukommen.

1034. Den beiden letzten Punkten stimmten die französischen Nutzer (bis auf einen) sowie die derzeitigen und potenziellen Anbieter in der Marktuntersuchung zu; der Markt für die Installation von Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten ist neuen Anbietern nicht verschlossen. Unternehmen, die über die notwendige Qualifikation verfügen, um

⁷²⁵ Berechnung anhand der Schätzungen der Parteien sowie der genauen Daten, die von den drei größten Nutzern in Frankreich und von einigen Anbietern übermittelt wurden.

⁷²⁶ In den Antworten anderer Marktteilnehmer wird der Marktanteil von Cofathec auf 35 oder 30 % geschätzt.

⁷²⁷ Antwort der Parteien auf Frage 19 vom 4. Juli 2006, bestätigt durch die Antworten Nr. 13599 und 12982.

⁷²⁸ Antwort Nr. 12982.

diese Leistungen in Nachbarländern oder in Frankreich auszuführen, können nach einer Zertifizierungszeit von 6 Monaten bis 2 Jahren genauso besonnene Marktteilnehmer wie Axima werden, die als Wettbewerber durch den Zusammenschluss ausgeschaltet wird.

1035. Aus der Marktuntersuchung geht weiterhin nicht hervor, dass der Zugang zur technischen Dokumentation (insbesondere zu den Entwurfs-, Bemaßungs- und Ausführungsplänen), die ehemalige Auftragnehmer besitzen, eine Marktzutrittsschranke darstellen könnte. Es scheint so zu sein, dass der Eigentümer und Betreiber des Kernkraftwerks diese Dokumentation einfach anfordern kann, bevor er neue Ausschreibungen ansetzt, an denen die bestehenden Auftragnehmer teilnehmen wollen, ohne ihren Auftraggeber zuvor enttäuscht zu haben.

Schlussfolgerung betreffend die Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten

1036. Aus den bisherigen Ausführungen zu den Lüftungsanlagen an Kernkraftwerksstandorten folgt, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb in einem wesentlichen Teil des Gemeinsamen Marktes nicht erheblich behindern wird.

3. Multitechnik-Betrieb oder -Wartung

Definition des sachlichen Marktes

1037. Der Markt für den Multitechnik-Betrieb oder die Multitechnik-Wartung umfasst die Instandhaltung und Leistungsoptimierung aller technischen Anlagen bei Kunden, die Gebäude betreiben und deren Betrieb an externe Unternehmen übertragen wollen.⁷²⁹ Die technischen Anlagen umfassen (je nach Gebäude) Heizungs- und Klimaanlage, mechanische Anlagen (Leitungen, Kesselbau, Bearbeitungen), elektrische Netze und alles, was die industrielle Steuerungstechnik betrifft.⁷³⁰

1038. Bei den Kunden, die den Gebäudebetrieb externen Unternehmen übertragen, kann es sich um Industrieunternehmen, Dienstleistungsunternehmen oder Privatpersonen (im Allgemeinen Eigentümergemeinschaften) handeln. Die Parteien schlugen vor, den sachlichen Markt nach dem Kriterium „Kundenart“ zu segmentieren. Die Definition des sachlichen Marktes kann offen gelassen werden, da sich das Ergebnis der Analyse bei einer Definition, die alle drei Segmente in einem sachlichen Markt umfasst, nicht ändern würde.

Definition des räumlichen Marktes

1039. Die Parteien, die früheren Entscheidungen der Kommission und die während der Marktuntersuchung zusammengetragenen Daten stimmen darin überein, dass der räumliche Markt ein nationaler Markt ist, da für die Wartungstätigkeiten in den meisten Fällen eine Niederlassung vor Ort (und Personal in der Nähe) unerlässlich ist. Diese kann in jedem Fall bei Erhalt eines Auftrags eingerichtet werden.⁷³¹

⁷²⁹ Anmeldung, S. 777 unter Verweisung auf die Entscheidung M.2447 bezüglich der Unterscheidung zwischen Wartung und Installation.

⁷³⁰ Anmeldung, S. 777.

⁷³¹ Antwort Nr. 16944 auf Frage 19.

1040. Der räumliche Markt ist ein nationaler Markt.

Auswirkungen des Zusammenschlusses - wettbewerbliche Würdigung

1041. Die Marktanteile und Überschneidungen sind für die drei Segmente gleichwertig: Suez hat einen Marktanteil von rund [10-15]* % und GDF einen Marktanteil von einigen Prozent, so dass sie einen gemeinsamen Marktanteil von weniger als [15-20]* % hätten.

1042. Daraus folgt, dass der Zusammenschluss keine Bedenken hinsichtlich des Fortbestandes von wirksamem Wettbewerb aufwirft.

1043. Aufgrund der Befürchtungen eines Nutzers aus der Schwerindustrie, an dessen Ausschreibungen sich in der Vergangenheit beide Parteien (Endel aus der Suez-Gruppe und Cofathec ADF aus der GDF-Gruppe) beteiligt hatten, wurde geprüft, ob das industrielle Segment der Multitechnik-Wartung zusätzlich nach Industriezweigen unterteilt werden muss. Befürchtet wurde, dass beispielsweise in der Schwerindustrie nur einige Unternehmen, darunter die Parteien dieses Zusammenschlusses, die erforderlichen Kapazitäten hätten. Es hat sich herausgestellt, dass dies nicht so ist; die Zahl der Unternehmen, die in der Lage sind, Referenzen vorzuweisen und sich an Ausschreibungen von Unternehmen aus der Schwerindustrie zu beteiligen, scheint bei etwa zehn zu liegen.⁷³²

⁷³² Antworten auf den Fragebogen zur Multitechnik-Wartung (industrielles Segment), Frage 15: Nr. 16714, 16791, 16944, 17324, 17494.

E. Märkte für Wasser und Abfall

1044. Zu den sachlichen Märkten, die vom Zusammenschluss im Sinne von Abschnitt 6 des Formblatts CO im Anhang zur Verordnung (EG) Nr. 802/2004 aufgrund nicht bestehender Überschneidungen nicht betroffen sind, gehören die Märkte der Wasserverteilung, Abwasserbehandlung und Abfallentsorgung (gewöhnliche und Sonderabfälle) in Frankreich. Auf diesen Märkten war GDF nie tätig, während Suez eine wichtige Stellung einnimmt.

Marktdefinitionen und Marktanteile

1045. Was zunächst die Marktdefinitionen und Marktanteile anbelangt, so werden die in der Anmeldung genannten Marktdefinitionen für Wasser und Abfall, die den Abgrenzungen in früheren Entscheidungen der Kommission entsprechen, von den Dritten, die sich an der Marktuntersuchung beteiligt haben, im Wesentlichen akzeptiert. Einverständnis besteht auch dahingehend, dass es sich bei den betroffenen Märkten um nationale (französische) Märkte handelt. Da die Alternative für die am stärksten spezialisierten Segmente der Behandlung von gefährlichen Abfällen ein über den nationalen Markt hinausgehender Markt wäre, auf dem die Marktanteile der Parteien geringer wären, kann die Frage des räumlichen Marktes offen gelassen werden, da bereits die Analyse auf der Grundlage nationaler Märkte zu dem Ergebnis führt, dass keine wettbewerbswidrigen Auswirkungen gegeben sind.

1046. Die in der Anmeldung genannten Marktanteile in Frankreich werden durch die Daten der Dritten bestätigt.

1047. Innerhalb der Wasserverteilung und Abwasserbeseitigung ist zunächst der nationale Markt für die Konzessionierung der Trinkwasserverteilung zu unterscheiden, auf dem drei Marktteilnehmer hohe Marktanteile haben⁷³³: Veolia [50-60]* %, Suez [30-40]* % und Saur [10-15]* %.⁷³⁴

1048. Der sachliche relevante Markt im Bereich der Abwasserbeseitigung ist der geöffnete Markt (kommunal + industriell), d. h. die gesamte Abwasserbeseitigung, die nicht von Behörden in Regie durchgeführt wird. Auf diesem nationalen Markt hat Veolia einen Marktanteil von [50-60]* %, während Suez und Saur bei [30-40]*% bzw. [10-15]* % liegen.⁷³⁵

1049. Auf den beiden genannten Märkten liegen somit keine Überschneidungen zwischen Suez und GDF vor, da Letztere dort nicht aktiv ist. Zudem sind die Marktanteile von Suez zwar solide, aber deutlich geringer als die von Veolia. Dies ist im Hinblick auf die Analyse der von Dritten behaupteten konglomeralen Wirkungen relevant.

⁷³³ Formblatt CO, S. 808-809, Tabellen 21-22.

⁷³⁴ Formblatt CO, S. 808, Tabelle 21.

⁷³⁵ Formblatt CO 808-809, Tabelle 22 mit den Berichtigungen in der Antwort auf das Auskunftersuchen vom 25. August 2006. Das (überwiegende) kommunale Segment und das (weniger bedeutende) industrielle Segment wurden addiert.

1050. Bei der Abfallentsorgung sind gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission sechs Märkte zu unterscheiden.⁷³⁶
1051. Bei der Hausmüllabfuhr hat Veolia einen Marktanteil von [20-30]*%; Suez (SITA) kommt auf [15-20]* %. Die (verschiedenen) Regiebetriebe haben in diesem Markt, auf dem auch andere private Marktteilnehmer tätig sind, einen Anteil von [40-50]* %.⁷³⁷ Bei der Abfuhr ungefährlicher Industrieabfälle hat Veolia einen Marktanteil von [15-20]* %; Suez (SITA) kommt auf [10-15]* %, und andere private Marktteilnehmer teilen sich die restlichen [70-80]* % des Marktes.⁷³⁸
1052. Bei der Verbrennung ungefährlicher Abfälle betragen die Marktanteile von Suez (SITA) [30-40]* %, von Veolia [30-40]* %, von Tiru [20-30]*% und von öffentlichen Unternehmen [10-15]* %.⁷³⁹
1053. Bei der Deponierung und Lagerung ungefährlicher Abfälle beträgt der Marktanteil von Suez (SITA) [30-40]* %, während Veolia auf [20-30]*%, die Regiebetriebe zusammen auf [15-20]* %, Séché auf [5-10]* %, Coved auf [0-5]* % und andere Unternehmen auf [15-20]* % kommen.⁷⁴⁰
1054. Bei der Behandlung gefährlicher Abfälle hat Veolia einen Marktanteil von [30-40]* %, während andere kleinere Marktteilnehmer zusammen bei [20-30]*%, Suez (SITA) bei [20-30]*% und Séché bei [20-30]* % liegen.⁷⁴¹
1055. Bei der Lagerung gefährlicher Abfälle hat Suez (SITA) einen Marktanteil von [50-60]* %; Veolia erreicht [20-30]* % und Séché [20-30]* %.⁷⁴²
1056. Daraus folgt, dass keine Überschneidungen zwischen Suez und GDF vorliegen, da Letztere auf den betreffenden Märkten nicht tätig ist. Darüber hinaus ist die Stellung von Suez auf den sechs abgegrenzten Abfallmärkten mit der Stellung eines oder mehrerer Wettbewerber vergleichbar, wobei sie im Segment der gefährlichen Abfälle, an dem die Regiebetriebe weniger stark beteiligt sind, höhere Marktanteile aufweist.

Die angebliche Hebelwirkung ist wenig überzeugend

1057. Dritte sprachen die Gefahr konglomeraler Wirkungen auf einigen dieser Märkte in Frankreich an und erwähnten, dass die fusionierte Einheit die Hebelwirkung ihrer Stellungen auf den Erdgasmärkten nutzen könnte, um sich einen wettbewerbsschädlichen Vorteil auf den Wassermärkten zu verschaffen.

⁷³⁶ Formblatt CO, S. 810-812, Tabellen 25-30.

⁷³⁷ Formblatt CO, S. 810-812, Tabelle 25.

⁷³⁸ Formblatt CO, S. 810-812, Tabelle 26.

⁷³⁹ Formblatt CO, S. 810, Tabelle 27.

⁷⁴⁰ Formblatt CO, S. 811, Tabelle 28.

⁷⁴¹ Formblatt CO, S. 811, Tabelle 29.

⁷⁴² Formblatt CO, S. 812, Tabelle 30.

1058. Dabei wiesen die Dritten insbesondere auf die durch das Quasimonopol bei der Erdgasversorgung in Frankreich bedingte landesweite Präsenz von GDF hin. GDF ist in fast allen französischen Kommunen vertreten. Dadurch hätte sie gegenüber ihren Wettbewerbern einen erheblichen Vorteil, um über Koppelungsverkäufe mit Erdgas auch Leistungen der Wasserverteilung, Abwasserbehandlung und Abfallentsorgung zu vermarkten. Dieser Vorteil würde in der physischen Präsenz der fusionierten Einheit als Erdgasunternehmen in allen Kommunen, der Gefahr des Missbrauchs sensibler geschäftlicher Informationen (gesetzlich verboten) und dem auf dem Bekanntheitsgrad der Marken GDF, Distrigaz und Suez beruhenden Markeneffekt bestehen.
1059. Die Kommission ist nicht der Ansicht, dass ausreichende Elemente vorliegen, um diese Behauptung zu untermauern. Insbesondere ist nicht ersichtlich, wie der angemeldete Zusammenschluss zu konglomeralen Wirkungen führen könnte, die wirksamen Wettbewerb im gemeinsamen Markt erheblich behindern könnten.
1060. Im Hinblick hierauf ist zunächst festzustellen, dass die Wasserversorgungsmärkte entgegen den Behauptungen der Dritten nicht als Nachbarmärkte der Erdgasmärkte betrachtet werden können.
1061. Zur Konzessionierung der Wasserverteilung veranstalten die französischen Gebietskörperschaften Ausschreibungen, während sie bei der Erdgasverteilung mehrheitlich dem Monopol von GDF unterliegen. Darüber hinaus wird die Erdgasverteilung nach dem beschriebenen Zeitplan für die Liberalisierung von der Versorgung getrennt, während die Gebietskörperschaften über die Ausschreibungen das Unternehmen wählen, das sowohl die Verteilung als auch die Versorgung der Endverbraucher übernimmt. Schließlich gilt für die Konzessionierung öffentlicher Dienstleistungen der Grundsatz der Spezialität, d. h. die Wasserverteilung und die Abwasserbeseitigung fallen unter verschiedene Konzessionen. Somit ist es einer Gebietskörperschaft nicht möglich, mit demselben Verfahren die öffentliche Dienstleistung der Wasserverteilung und die der Erdgasverteilung für ihr Gebiet zu konzessionieren.
1062. Weiterhin ist zu betonen, dass die Möglichkeit oder der Anreiz, Koppelungsverkäufe von Erdgas, Wasserverteilung, Abwasserbehandlung und Abfallentsorgung vorzunehmen, auf den betreffenden Märkten sehr begrenzt, wenn nicht gar inexistent sind.
1063. Einige der in Frage stehenden Dienstleistungen wie die Wasserverteilung, die Hausmüllabfuhr und der überwiegende Teil der Abwasserbeseitigung werden den Kommunen erbracht, die spezielle Ausschreibungen veranstalten müssen und Angebote der neuen Einheit für Koppelungsverkäufe (beispielsweise Erdgas und Wasserverteilung) nicht annehmen dürften.
1064. Was die im freien Wettbewerb erbrachten Dienstleistungen anbelangt (wie die Behandlung gefährlicher Abfälle), bei denen Koppelungsverkäufe (zwingende oder nicht zwingende) mit Erdgas grundsätzlich möglich wären, so scheinen diese keinen ausreichenden Hebel darzustellen, um den Wettbewerb wesentlich zu beschränken. Denn es liegen weder Anhaltspunkte dafür vor, dass alle Abnehmer von Dienstleistungen zur Behandlung gefährlicher Abfälle, d. h. Unternehmen, in deren Produktion gefährliche Abfälle anfallen, gleichzeitig auch große Abnehmer von Erdgas sind, noch dafür, dass sie bereit wären, sich auf den Erdgasmärkten zu binden, um von

der fusionierten Einheit über Koppelungsangebote für Erdgas und Abfalldienstleistungen günstigere Konditionen zu erhalten. Genau auf den Märkten der Abfallwirtschaft, auf denen vor allem privatwirtschaftliche Unternehmen die Nachfrage bilden, d. h. auf den Märkten für die Entsorgung gefährlicher Abfälle, ist die fusionierte Einheit dem starken Wettbewerb durch Veolia und Sécché ausgesetzt. Darüber hinaus darf nicht außer Acht gelassen werden, dass auch Veolia und andere Wettbewerber auf dem Markt der gefährlichen Abfälle die Möglichkeit haben, sich mit alternativen Erdgasanbietern zusammenzuschließen, um Koppelungsangebote auszuarbeiten, falls sie der Ansicht sein sollten, dass ihre Kunden an Angeboten, die die Erdgasversorgung und die Entsorgung gefährlicher Abfälle kombinieren, interessiert sein sollten.

1065. Rein hilfsweise stellt die Kommission in jedem Fall fest, dass die von den Parteien vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen den Fortbestand eines gewissen Wettbewerbsgrads auf den französischen Märkten für die Erdgaslieferung ermöglichen werden, indem sie den Kunden, die nicht an hypothetischen Koppelungsangeboten der neuen Einheit interessiert sein sollten, eine mögliche Alternative bieten.

1066. Somit liegen keine Hinweise darauf vor, dass tatsächlich die Gefahr besteht, dass die fusionierte Einheit die Hebelwirkung nutzen könnte, um den Wettbewerb auf Märkten, auf denen es keine Überschneidungen gibt, wie den Wasser- und Abfallmärkten Frankreichs, zu behindern.

Keine horizontalen Auswirkungen auf den Märkten für Wasser und Abfall

1067. Sofern die unter Erwägungsgrund 1058 genannten Vorteile überhaupt eine Stärkung von Suez auf den Märkten für Wasser und/oder Abfall darstellen und der Zusammenschluss horizontale Auswirkungen hat, kann aus dem starken Wettbewerb, der von verschiedenen ernsthaften Marktteilnehmern ausgeht, zu denen – auf allen genannten Märkten – auch Veolia zählt, der Schluss gezogen werden, dass keine Gefahr der Beeinträchtigung des Wettbewerbs durch horizontale Auswirkungen besteht.

D. ANDERE LÄNDER

1. Luxemburg

1068. In der Entscheidung über die Einleitung des Verfahrens nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 vom 19. Juli 2006 wurden nur Bedenken im Hinblick auf die luxemburgischen Erdgasmärkte vorgebracht. Auf die luxemburgischen Elektrizitätsmärkte wirkt sich der Zusammenschluss nicht aus, da auf diesen Märkten nur die Suez-Gruppe tätig ist. Weder GDF noch SPE sind auf diesen Märkten tätig, und GDF liefert kein Erdgas an Stromerzeuger in Luxemburg. Daher werden im Folgenden nur die Erdgasmärkte behandelt.

Nationale Rahmenbedingungen

1069. Luxemburg verfügt über ein Hochdruck-Erdgasnetz, über das rund fünfzig Großverbraucher sowie vier Verteilernetze versorgt werden. Das Hochdrucknetz ist mit den belgischen und deutschen Netzen zum Verbund geschaltet und wird von SOTEG (Société de Transport de Gaz) betrieben. Die Verteilernetze werden von vier verschiedenen Marktteilnehmern betrieben: Luxgaz Distribution S.A., Sudgaz S.A., der Stadt Dudelange und der Stadt Luxemburg. Eine Mitteldruckleitung verbindet das luxemburgische mit dem französischen Netz.

1070. Das luxemburgische Erdgassystem beruht auf H-Gas. Erdgas wird in Luxemburg weder erzeugt noch in wesentlichem Umfang gespeichert, und das Netz verfügt über keine Verdichter. Infolgedessen wird der Ausgleich des Netzes zwangsläufig durch die vorgelagerten Netze gewährleistet, insbesondere durch flexible Lieferverträge zwischen SOTEG und Distrigaz und zwischen SOTEG und Ruhrgas.

1071. Die Netztopologie sowie die grenzüberschreitenden Kapazitäten werden auf der Website von SOTEG dargestellt. Alle Ein- und Ausspeisungen des Fernleitungsnetzes werden an einem virtuellen Punkt, dem BAP (Balancing Point) erfasst.

1072. Der nationale Erdgasverbrauch betrug im Jahr 2005 etwa 15,2 TWh, von denen 4,8 TWh über die Verteilernetze transportiert wurden. Das Erdgas wird zu etwa gleichen Teilen aus Deutschland und Belgien eingeführt. Die Einspeisepunkte sind Bras und Pétange an der belgischen Grenze und Remich an der deutschen Grenze.

1073. Obwohl die Richtlinie 2003/55/EG nicht in einzelstaatliches Recht umgesetzt wurde, können aufgrund der unmittelbaren Anwendbarkeit der Richtlinie alle gewerblichen Kunden ihren Anbieter seit dem 1. Juli 2004 frei wählen.

Relevante Märkte

1074. Es sei darauf hingewiesen, dass die Parteien keine Vorschläge zur Definition der sachlich und räumlich relevanten Märkte Luxemburgs gemacht haben.

Sachliche Märkte

1075. Der luxemburgische Regulierer, das Institut Luxembourgeois de Régulation, betrachtet als relevante Märkte: i) den Markt der Großversorgung (nationale Versorgung), ii) das Privatkundensegment, iii) das Segment der mittelgroßen Gewerbe- und Industrieunternehmen, iv) das Industriesegment und v) die Stromerzeuger.⁷⁴³
1076. Der Zusammenschluss wirft keine Wettbewerbsprobleme auf. Die genaue Definition der sachlich relevanten Märkte kann daher offen gelassen werden.

Räumliche Märkte

1077. Das Institut Luxembourgeois de Régulation teilt mit, dass der Markt der Großversorgung ein nationaler Markt ist. Die Verteilerunternehmen versorgen sich beispielsweise ausschließlich bei SOTEG. Der Markteinstieg eines neuen Importeurs habe die historisch gewachsene Struktur des Sektors noch nicht verändert, da seine Lieferungen nur einen kleinen Teil des luxemburgischen Marktes abdecken würden.⁷⁴⁴ Der räumliche Markt der Großversorgung sei infolgedessen ein nationaler Markt.
1078. Der Regulierer bestätigt auch, dass die etablierten Verteilerunternehmen sich noch immer darauf beschränken würden, die an ihre jeweiligen Netze angeschlossenen Endkunden zu versorgen. Wettbewerb zwischen Verteilerunternehmen sei bislang nicht verzeichnet worden. Die Marktuntersuchung hat keine Hinweise hervorgebracht, die die Beobachtungen des luxemburgischen Regulierers widerlegen würden. Die räumlichen Märkte der Verteilung und Endkundenversorgung würden infolgedessen den vier Verteilernetzen entsprechen.
1079. Da der Zusammenschluss unabhängig von der Definition der räumlichen Märkte in Luxemburg keine Wettbewerbsprobleme aufwirft, kann die genaue Definition dieser Märkte offen gelassen werden.

Wettbewerbliche Würdigung

1080. Die luxemburgischen Erdgasmärkte sind durch schwachen Wettbewerb gekennzeichnet. Seit 2001 haben nur zwei neue Anbieter die Erteilung einer Zulassung zur Erdgasversorgung beantragt⁷⁴⁵: GDF sowie ein luxemburgisches Unternehmen, das bereits auf dem Elektrizitätsmarkt tätig ist.
1081. GDF ist in Luxemburg seit 2001 als Erdgasanbieter tätig und steht im Wettbewerb mit SOTEG. Im Jahr 2005 machten die Verkäufe von GDF [0-5]* % der Erdgaslieferung an zugelassene Kunden in Luxemburg aus; GDF ist Lieferant von [0-5]* Industriekunden. Auf einem weiter gefassten Markt wäre die Stellung von GDF noch unbedeutender.

⁷⁴³ Jahresbericht des Institut Luxembourgeois de Régulation, Luxemburg, August 2005, S. 22 ff., Nr. 12983.

⁷⁴⁴ Jahresbericht des Institut Luxembourgeois de Régulation, Luxemburg, August 2005, S. 21, Nr. 12983.

⁷⁴⁵ Die Versorgungstätigkeit unterliegt der vorherigen Zulassung durch den für die Energiewirtschaft zuständigen Minister: Großherzogliche Verordnung vom 19. Mai 2003 über die Zulassung zur Erdgasversorgung.

1082. SOTEG kauft bei Distrigaz ([40-50]* %), Ruhrgas und Saar-Ferngas (< 50%).⁷⁴⁶ E.ON-Ruhrgas und Saar-Ferngas sind Aktionäre von SOTEG. Im Jahr 2004 machten die Verkäufe des etablierten Unternehmens SOTEG 98 % der gesamten Erdgasverkäufe in Luxemburg aus. SOTEG ist Lieferant der größten Endkunden.
1083. Distrigaz ist somit in Luxemburg nur als Lieferant/Importeur von Erdgas für das Netz von SOTEG tätig.
1084. Somit ist festzustellen, dass GDF und Suez in Luxemburg nicht auf den gleichen Märkten tätig sind, da GDF auf dem nachgelagerten Einzelhandelsmarkt und Suez auf dem vorgelagerten Großhandelsmarkt tätig ist.
1085. Der Zusammenschluss wird daher in Luxemburg nicht zu Überschneidungen führen.
1086. Die Bedenken, die in der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Fusionskontrollverordnung geäußert wurden, betrafen die Möglichkeit, dass für GDF der Anreiz geringer wird oder entfällt, SOTEG auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas in Luxemburg wirksam Konkurrenz zu machen. Der Anreiz könnte beispielsweise dadurch entfallen, dass GDF praktisch der einzige Wettbewerber von SOTEG ist und gleichzeitig Distrigaz einer der beiden Lieferanten von SOTEG ist.
1087. Die Marktuntersuchung hat diese Bedenken nicht bestätigt.
1088. Zum einen sind den vom Institut Luxembourgeois de Régulation übermittelten Informationen zufolge die Einfuhrkapazitäten aus Deutschland und Belgien so hoch, dass die meisten derzeitigen Verbraucher die Bezugsquelle potenziell wechseln können, ohne Engpässe in den Netzen zu verursachen.⁷⁴⁷ Auf dem der Gaslieferung vorlagerten Markt gibt es somit genügend Bezugsquellen, so dass sich SOTEG bei anderen Lieferanten als Distrigaz versorgen kann. E.ON/Ruhrgas und Saar-Ferngas, die Erdgas aus Deutschland einführen, sind attraktive alternative Anbieter zusätzlicher Mengen, unter anderem aufgrund ihrer Stellung als Aktionäre von SOTEG. Zudem liefert Ruhrgas bereits jetzt fast [40-50]* % des Bedarfs von SOTEG und ist damit in einer ebenso starken Stellung wie Distrigaz, um zusätzliche Mengen, die SOTEG benötigen sollte, zu übernehmen.
1089. Zum anderen hätte GDF kein Interesse, ihre Aktivitäten in Luxemburg einzuschränken, da SOTEG die Zulassung zur Gasversorgung in Frankreich erhalten hat und beabsichtigt, dort die auf nationaler Ebene verlorenen Marktanteile zurückzugewinnen. Tatsächlich hat SOTEG, obwohl der Marktanteil von GDF in 2005/2006 gegenüber 2004/2005 gestiegen ist, mehr Kapazitäten im Fernleitungsnetz gebucht, was eher auf eine Zunahme ihrer Bezugsmengen hindeutet.

⁷⁴⁶ Bemerkungen der Parteien zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Verordnung, Seite 54, Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 12983) vom 10. Juli 2006, S. 3.

⁷⁴⁷ Antwort des Institut Luxembourgeois de Régulation (Nr. 12983) vom 10. Juli 2006.

Gebuchte Kapazität in Nm ³	Gaswirtschaftsjahr 2004/2005	Gaswirtschaftsjahr 2005/2006
SOTEG	233.400 Nm ³ /h	253.000 Nm ³ /h
GDF	[...]* Nm ³ /h	[...]* Nm ³ /h

1090. Zudem scheinen alternative Anbieter Zugang zu den luxemburgischen Liefermärkten zu haben. Der Bericht des Institut Luxembourgeois de Régulation gibt an: „Kein potenzieller neuer Anbieter hat dem Regulierer ernsthafte Probleme im Zusammenhang mit den Netzzugangsbedingungen gemeldet“. Darüber hinaus ist der Anbieterwechsel für den Endkunden kostenfrei. Infolgedessen kann bestätigt werden, dass für andere europäische Anbieter neben GDF keine Marktzutrittschranken bestehen.

1091. Daher wird festgestellt, dass der Zusammenschluss auf den luxemburgischen Erdgasmärkten keine Wettbewerbsprobleme aufwirft.

2. Vereinigtes Königreich

1092. In der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 wurde vermutet, dass sich der Zusammenschluss auf die Erdgasmärkte des Vereinigten Königreichs auswirken könnte. Die Elektrizitätsmärkte sind nicht betroffen, da Suez auf diesen Märkten im Vereinigten Königreich nicht tätig ist und die Aktivitäten von GDF sehr begrenzt sind. GDF besitzt [0-5]* % der Erzeugungskapazität dieses Landes und ist nur am Markt für die Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden interessiert.

Nationale Rahmenbedingungen

1093. Das Vereinigte Königreich wird aus verschiedenen Quellen versorgt: Offshore-Erdgasfelder, den Interconnector zwischen Bacton und Zeebrugge, verschiedene Speicher (zur kurz-, mittel- und langfristigen Speicherung) und verflüssigtes Erdgas (LNG). Das Erdgas wird über Einspeiseterminals in das Fernleitungssystem eingespeist, die Eigentum des Fernleitungsnetzbetreibers National Grid Gas Transmission plc sind und von diesem betrieben werden.⁷⁴⁸

1094. Um Erdgas zu den Wiederverkäufern und Endverbrauchern transportieren zu können, müssen die Shipper für die erforderlichen Mengen Einspeisekapazitäten an den Einspeiseterminals buchen. Die Erdgasanbieter und die großen Kunden schließen entweder direkt mit den Shippern Verträge oder kaufen Erdgas am Terminmarkt (mit Vorlaufzeiten von einem Tag bis zu mehreren Jahren).

1095. Die Erdgasressourcen des Vereinigten Königreichs auf dem Festlandsockel erschöpfen sich, was zu einer zunehmenden Abhängigkeit von Erdgaseinfuhren führt. Seit 2001 geht die Erdgasexploration des Festlandsockels immer weiter zurück. Die Einfuhren vom europäischen Festland werden voraussichtlich von 12 Gm³ in 2005/2006 auf

⁷⁴⁸ Antwort von Ofgem (Nr. 14393) vom 2. August, S. 7.

30 Gm³ in 2006/2007 steigen und damit rund 30 % des geschätzten zukünftigen Verbrauchs entsprechen. Kurzfristig wird es bei dieser Einfuhrmenge bleiben.

1096. Das Vereinigte Königreich ist seit 2004 Nettoimporteur von Erdgas und ist zu Deckung seines Bedarfs zunehmend von dem durch Europa durchgeleiteten Erdgas abhängig. Dabei kommt dem Interconnector, der das Vereinigte Königreich mit Belgien verbindet, eine erhebliche Bedeutung zu.

Relevante Märkte

1097. Die Parteien haben keine Vorschläge zur Definition der sachlich und räumlich relevanten Märkte des Vereinigten Königreichs gemacht.

Sachliche Märkte

1098. In Anbetracht der Tatsache, dass im Hinblick auf die Erdgasmärkte im Vereinigten Königreich geäußerten Bedenken nur die Transitzkapazitäten in Richtung Vereinigtes Königreich betreffen, brauchen die nachgelagerten sachlich relevanten Märkte nicht definiert zu werden. Der Transit könnte einen eigenständigen Markt darstellen oder aber zum Fernleitungsmarkt gehören. Da der Zusammenschluss unabhängig von der Definition der relevanten Märkte keine Wettbewerbsprobleme aufwirft, kann die genaue Definition dieses Marktes offen gelassen werden.

Räumliche Märkte

1099. Wie bereits erwähnt, sind die räumlichen Märkte oft deckungsgleich mit den Fernleitungs-/Verteilernetzen. Der Interconnector, durch den das Erdgas zum Vereinigten Königreich geleitet wird, verbindet den Hub in Zeebrugge mit dem National Balancing Point (NBP) und könnte somit zu einem Markt gehören, der den Hub Zeebrugge und den NBP umfasst.

1100. Der britische Regulierer Ofgem schlägt vor, „die beiden Märkte bei der Würdigung der Auswirkungen des geplanten Zusammenschlusses gemeinsam zu behandeln“.⁷⁴⁹ Dabei wird angenommen, dass diese beiden Ein-/Ausseispunkte unterschiedliche, aber eng verbundene Märkte darstellen. Ofgem gibt an, dass die beiden Punkte zusammengefasst werden, wenn Transportkapazitäten für den Interconnector verfügbar sind, aber getrennt werden, sobald alle Kapazitäten des Interconnectors gebucht sind.

1101. Der Zusammenschluss wirft jedenfalls unabhängig von der genauen Definition des räumlichen Marktes für den Erdgastransit zum Vereinigten Königreich keine Wettbewerbsprobleme auf. Die genaue Definition des räumlich relevanten Märkte kann daher offen gelassen werden.

⁷⁴⁹ Antwort von Ofgem (Nr. 14393) vom 2. August 2006, S. 15.

Wettbewerbliche Würdigung

1102. Auf den Erdgasmärkten des Vereinigten Königreichs gibt es im Wesentlichen sechs Marktteilnehmer: Centrica [50-60]* %), E.ON ([10-15]* %), Scottish Power ([5-10]* %), RWE ([5-10]* %), SSE ([5-10]* %) und EDF ([5-10]* %).⁷⁵⁰
1103. Die Parteien sind auf den britischen Märkten nur begrenzt tätig: GDF ist in der Erzeugung tätig und verfügt über Buchungen von Speicherkapazitäten. Über ihre Tochtergesellschaft GDF ESS (UK) Ltd. vermarktet GDF Erdgas an Industrie- und Gewerbekunden. Dstrigaz ist im Handel tätig, versorgt jedoch im Vereinigten Königreich keine Kunden.⁷⁵¹ Weder GDF noch Suez sind im Bereich der Belieferung von Haushaltskunden tätig, und keiner der beiden ist auf anderen Erdgasmärkten aktiv.
1104. Auf den britischen Erdgasmärkten liegen somit keine Überschneidungen zwischen den Parteien vor.
1105. Dennoch wurde während der Marktuntersuchung vermutet, dass der Zusammenschluss nachteilige Auswirkungen auf die Erdgaspreise im Vereinigten Königreich haben könnte, da die Parteien den Erdgastransit ins Vereinigte Königreich nach dem Zusammenschluss stärker kontrollieren könnten.
1106. Mit Blick auf die Abhängigkeit des Vereinigten Königreichs von Erdgaseinfuhren aus Belgien wurde vorgebracht, dass die Erdgasversorgung des Vereinigten Königreichs stark von der Gruppe Suez/GDF und von deren Kontrolle über das belgische Fernleitungsnetz abhängig sein würde.
1107. Dstrigaz hält eine Beteiligung von 16 % am Interconnector und besitzt Kapazitätsrechte, die [10-15]* % der Gesamtkapazitäten entsprechen. Darüber hinaus besitzt GDF Zugangsrechte zur Transportkapazität des Interconnectors in Höhe von [10-15]* % der Gesamtkapazität.⁷⁵²
1108. Daher wurde vorgebracht, dass für die Parteien durch die Stärkung und das Ausmaß der Kontrolle von Suez über die Einspeisekapazitäten und die Transitkapazitäten in Belgien der Anreiz gegeben sein könnte, Erdgas von den britischen Märkten zurückzuhalten und dadurch die Gaspreise zu ihren Gunsten zu erhöhen. Die Einspeise- und Transitkapazitäten sowie die Kontrolle dieser Kapazitäten sind kritische Faktoren für den Transport von Gas zum Bacton/Zeebrugge-Interconnector.
1109. Ofgem teilte mit, dass die Erdgaseinfuhren über den Interconnector ins Vereinigte Königreich nicht immer die Marktpreise widerspiegelt und die Gaspreise in Großbritannien nach oben getrieben hätten. Vor allem im Winter 2005/2006, an Tagen

⁷⁵⁰ Antwort von Ofgem (Nr. 14393) vom 2. August 2006, S. 11.

⁷⁵¹ Bemerkungen der Parteien zu der Entscheidung gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) vom 7. Juli 2006, Nr. 12892, S. 48.

⁷⁵² Bemerkungen der Parteien zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) vom 7. Juli 2006, Nr. 12892, S. 48.

mittelstarker oder starker Nachfrage, seien die Gaspreise am NBP durch die Kosten des Gasstroms über den Interconnector bestimmt worden.⁷⁵³

1110. Wenn der Zusammenschluss Auswirkungen auf die Erdgaspreise am Hub Zeebrugge haben soll, müsste er sich auch an den Tagen, an denen die Erdgasströme vom Hub Zeebrugge marginale Versorgungsquellen darstellen (d. h. den Grenzkosten von Erdgas im Vereinigten Königreich entsprechen und somit die Preise bestimmen), auf die Preise am NBP auswirken.⁷⁵⁴

1111. Die mögliche Auswirkung des Zusammenschlusses auf die britischen Märkte wäre somit von der Wahrscheinlichkeit einer Erhöhung der Preise am NBP abhängig und damit i) von der Möglichkeit und ii) vom Anreiz für die Parteien, die Preise anzuheben, beispielsweise, indem sie Gas zurückhalten.

Möglichkeit, Gas zurückzuhalten/den Gaspreis zu erhöhen

1112. Zunächst ist festzustellen, dass die Möglichkeit der Parteien, die Gaspreise am NBP zu beeinflussen, kurzfristig durch das Investitionsprogramm des Vereinigten Königreichs für die Einfuhr- und Speichereinrichtungen stark eingeschränkt zu sein scheint.

1113. Die Abhängigkeit des Vereinigten Königreichs vom Interconnector und somit von den Transport- und Transitkapazitäten der Parteien auf dem belgischen Markt und am Hub Zeebrugge wird durch die geplanten Investitionen gemildert. Das rund 10 Mrd. GBP schwere Investitionsprogramm sieht die folgenden Maßnahmen vor: i) Erhöhung der Einfuhrkapazität über den Interconnector Bacton-Zeebrugge; ii) Bau von zwei neuen Einfuhrpipelines (eine von Norwegen (Langeled) und eine von den Niederlanden aus (Balgzand Bacton Line - BBL) – beide im Winter 2006/2007); iii) Bau mehrerer neuer LNG-Terminals in Grain (2008), South Hook (2008), Dragon, Canvey, Teesside und Anglesey. Diese Maßnahmen werden die Einfuhrkapazität aus Europa um rund 29 Gm³/Jahr auf 112,2 Gm³/Jahr in 2008 erhöhen (und auf rund 78,5 Gm³/Jahr im März 2007).⁷⁵⁵

1114. Die Kapazitäten der Parteien am Interconnector (6,5 Gm³/Jahr) machen derzeit nur etwa 4,5 % der Gesamtkapazität der Versorgung des Vereinigten Königreichs in 2007 und etwa 22 % der Einfuhrkapazität aus Europa aus.⁷⁵⁶ Die Investitionen in Einfuhranlagen werden aller Wahrscheinlichkeit nach zu einer Zunahme der Einfuhren in das Vereinigte Königreich führen.

⁷⁵³ Antwort von Ofgem (Nr. 14393) vom 2. August 2006, S. 16.

⁷⁵⁴ Antwort von Ofgem (Nr. 14393) vom 2. August 2006, S. 16.

⁷⁵⁵ Bemerkungen der Parteien zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) vom 7. Juli 2006, Nr. 12892, S. 48, Antwort von Ofgem auf den Fragebogen Phase II vom 2. August, Nr. 14393, S. 9, Ofgem, „Winter 2006/2007 Consultation Update Document, July 2006“, S. 18 bezüglich der Gesamteinfuhren aus Europa.

⁷⁵⁶ Bemerkungen der Parteien zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) vom 7. Juli 2006, Nr. 12892, S. 48 (bezüglich der gebuchten Kapazität der Parteien), sowie Antwort von Ofgem auf den Fragebogen Phase II vom 2. August, S. 8, bezüglich der Gesamtversorgung des Vereinigten Königreichs, Ofgem, „Winter 2006/2007 Consultation Update Document, July 2006“, S. 18 bezüglich der Gesamteinfuhren aus Europa.

1115. Die Pipeline Langeled wird eine Kapazität von 25 Gm³/Jahr haben – die gleiche Kapazität wie der Interconnector.⁷⁵⁷ Unter Berücksichtigung der Buchungen von GDF für das LNG-Terminal Grain ([5-10]* Gm³/Jahr) wird die gemeinsame Kapazität der Parteien im Jahr 2008, nach den Investitionen, ungefähr [5-10]* % der Gesamtkapazität ausmachen, aber ihr Anteil an den Einfuhrkapazitäten wird stark zurückgehen und 2008 nur noch [5-10]* % der gesamten Einfuhrkapazitäten entsprechen ([10-15]* % in 2007).⁷⁵⁸
1116. Darüber hinaus ist sehr unwahrscheinlich, dass die von Ofgem aufgezeigte Situation nach der Erweiterung der Einfuhrkapazitäten eintreten wird: Ofgem gab während der Marktuntersuchung an, dass sich etwaige Erhöhungen des Preises in Zeebrugge nur auf die Preise am NBP auswirken könnten, wenn die Einfuhren aus Zeebrugge marginale Versorgungsquellen am NBP darstellen würden. Die geplanten neuen Anlagen schränken diese Gelegenheiten ein. Die Kapazität des Interconnectors wurde im Winter 2005/2006 nur an 2 Tagen ausgeschöpft. Nur im Fall einer solchen Ausschöpfung ist sicher, dass die Einfuhrmengen über den Interconnector die marginalen Versorgungsquellen sind und somit den Preis am NBP bestimmen. Infolgedessen stellten die Einfuhren über den Interconnector nur an sehr wenigen Tagen die marginalen Versorgungsquellen dar.
1117. Wenn man berücksichtigt, dass der Winter 2005/2006 am Ende besonders kalt war, und auch die Investitionen in Einfuhrkapazitäten berücksichtigt, wird sich ein Ausschöpfen des Interconnectors aller Voraussicht nach in naher Zukunft nicht wiederholen. Einfuhren über den Hub Zeebrugge werden daher im Vereinigten Königreich nie oder nur sehr selten die marginalen Versorgungsquellen darstellen. Die Parteien werden daher keine Möglichkeit haben, die Preise am NBP zu erhöhen, indem sie Gas zurückhalten. Anzunehmen ist eher, dass ein solches Verhalten der Parteien von anderen Importeuren durchkreuzt würde, die Kapazitäten für den Interconnector oder die neuen Pipelines gebucht haben. Dies wird durch das für den Interconnector geltende Prinzip des „Use-it-or-lose-it“ erleichtert⁷⁵⁹: Sollten die Parteien trotz der Nachfrage im Vereinigten Königreich versuchen, Kapazitäten zurückzuhalten, könnten andere Importeure von den Parteien verlangen, diese Kapazitäten an sie abzutreten.
1118. Die durch diese Investitionen geschaffenen neuen Verbindungen werden von den Importeuren genutzt, sobald dies wirtschaftlich ist. Selbst wenn die Parteien in der Lage wären, den Gaspreis in Zeebrugge zu erhöhen, und dies Auswirkungen am NBP hätte, würde diese Preissteigerung für die anderen Importeure einen Anreiz darstellen, ihre Einfuhren in das Vereinigte Königreich zu erhöhen, was die Auswirkungen einer solchen Preiserhöhung zunichte machen würde.
1119. Schließlich deutet nichts darauf hin, dass die aus dem Zusammenschluss resultierende Addition der Speicherkapazitäten das Vermögen der Parteien verstärken könnte, Ausfuhren der nicht zur Belieferung von Kunden der Parteien bestimmten Gasmengen

⁷⁵⁷ Ofgem, „Winter 2006/2007 Consultation Update Document, July 2006“, S. 16, www.ofgem.gov.uk

⁷⁵⁸ Bemerkungen der Parteien zur Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) vom 7. Juli 2006, Nr. 12892, S. 48 ff.; Antwort von Ofgem auf den Fragebogen Phase II vom 2. August, Nr. 14393, S. 9.

⁷⁵⁹ Standard Licence Condition 13, www.dti.gov.uk/files/fil29820.pdf (zu den für den Interconnector geltenden Bedingungen); Standard Licence Conditions (www.dti.gov.uk).

auf die britischen Märkte zu verhindern. Dazu reichen die Speicherkapazitäten in Belgien in der Tat nicht aus.⁷⁶⁰ Selbst wenn es in Frankreich und/oder Belgien Überschussmengen gäbe, könnten diese von belgischen Anbietern genauso wie von britischen Anbietern gekauft werden.

1120. Abschließend ist es den Parteien somit nicht möglich, den Gaspreis am NBP in Zukunft zu erhöhen oder eine Strategie der Abschottung der britischen Märkte vom Erdgas zu verfolgen.

1121. Dies gilt umso mehr, als die von den Parteien vorgeschlagenen Verpflichtungszusagen die Wettbewerbsprobleme, die durch den Zusammenschluss auf den belgischen und französischen Erdgasmärkten verursacht werden, ausräumen werden. Infolgedessen beseitigen die vorgeschlagenen Verpflichtungszusagen auch etwaige nachteilige Auswirkungen auf die britischen Märkte, die in jedem Fall von einer möglichen Beeinträchtigung des Wettbewerbs in Belgien und Frankreich nur indirekt betroffen wären.

Schlussfolgerung

1122. Die im Zuge der Marktuntersuchung erhaltenen Informationen räumen die in der Entscheidung über die Einleitung eines Verfahrens nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) geäußerten Bedenken aus.

3. Ungarn

1123. In der Entscheidung nach Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c) äußerte die Kommission angesichts der Tätigkeiten der beiden Parteien und der möglichen vertikalen Beziehungen Bedenken im Hinblick auf die ungarischen Energiemärkte.

1124. Die Definition der sachlichen und räumlichen Märkte kann offen gelassen werden, da der Zusammenschluss unabhängig von der Definition der Märkte in der ungarischen Gas- und Elektrizitätswirtschaft keine Wettbewerbsprobleme aufwirft.

1125. Was die Tätigkeiten der Parteien in Ungarn anbelangt, wird daran erinnert, dass GDF zwei regionale Erdgasverteilerunternehmen, Égaz und Dégaz, kontrolliert, die auf dem Markt der regulierten Versorgung (Segment „öffentlicher Versorgungsmarkt“) und auf dem Markt der Lieferung von Erdgas an zugelassene Kunden tätig sind. Über diese Gesellschaften besitzt GDF einen Marktanteil von etwa [20-30]*% eines potenziellen (kleinen) öffentlichen Versorgungsmarktes. Darüber hinaus hat GDF im Jahr 2006 auf dem liberalisierten Markt [0-5]* Kunden mit einem Volumen von [40-50]* Mio. m³ akquiriert, was einem Marktanteil auf einem potenziellen Markt der zugelassenen Kunden von etwa [0-5]* % entspricht. GDF ist auch einer der Lieferanten von MOL Rt (jetzt E.ON Gas Trade), mit einer Menge von 0,4 Gm³/Jahr. Über ihre Tochtergesellschaft Edenergia Kft ist GDF auch im liberalisierten Marktsegment aktiv. Schließlich nahm GDF an dem infolge der Entscheidung der Kommission in der Sache M.3696 - E.ON/MOL eingeführten Gas-Release-Programm teil und kaufte insgesamt [0-5]* Gm³ Erdgas über zwei Jahre.

⁷⁶⁰ Siehe Randnr. 224 ff. der Mitteilung der Beschwerdepunkte vom 18. August 2006.

1126. Suez ist über Electrabel im Elektrizitätssektor tätig. Sie kontrolliert Dunamenti Eromu Rt, ein Gaskraftwerk mit einer Kapazität von [2000-3000]* MW (Leistung in 2005: [1000-2000]* MW), das der größte Stromanbieter für den ungarischen Regenergiemarkt ist. Der jährliche Verbrauch von Dunamenti beträgt derzeit [0-5]* Gm³. Das Erdgas für Dunamenti wird derzeit von E.ON Gas Trade geliefert. Seit kurzem ist auch die Trading-Tochtergesellschaft von Electrabel (Electrabel Magyarorszag Kft) im liberalisierten Marktsegment tätig.
1127. Angesichts dieser Aktivitäten der Parteien führt der Zusammenschluss zu vertikalen Beziehungen, da GDF Lieferant des Primärenergieträgers Erdgas ist, den Suez für den Betrieb des Kraftwerks benötigt. Der Zusammenschluss dürfte jedoch keine nachteiligen Auswirkungen auf die ungarischen Energiemärkte haben. Erstens ist GDF nur ein potenzieller Marktteilnehmer auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Kraftwerke. Zweitens entsprechen die Kapazitäten, über die GDF verfügt, nur höchstens [0-5]* % des Bedarfs der Gaskraftwerke in Ungarn und [10-15]* % des Verbrauchs von Dunamenti.⁷⁶¹ Die Parteien machen daher geltend, dass der Zusammenschluss keine nachteiligen Auswirkungen auf die ungarischen Energiemärkte haben wird, sondern im Gegenteil durch die potenzielle Verstärkung der Stellung von GDF einen lebendigeren Wettbewerb fördern würde.
1128. Der ungarische Regulierer, das Hungarian Energy Office (HEO), bestätigte dies und gab in seiner Stellungnahme an, der Zusammenschluss wirke sich in Ungarn neutral auf den Wettbewerb aus. Das HEO ist der Ansicht, dass Dunamenti nach dem Zusammenschluss in einer besseren Position sein wird, um Erdgas auf dem freien Markt zu kaufen, da GDF in der Lage ist, Erdgas nach Ungarn zu transportieren. GDF ist in der Tat in der Lage, mindestens die Mengen zu liefern, die sie über das Gas-Release-Programm kauft. Zudem ist möglich, dass im Jahr 2007 eine neue Struktur eines vollkommen liberalisierten Marktes eingeführt wird, die den Wettbewerb auf den Energiemärkten Ungarns beleben könnte.
1129. Die Kommission stellte daher fest, dass der Zusammenschluss auf den ungarischen Gas- und Elektrizitätsmärkten keine Wettbewerbsprobleme aufwirft.

4. Niederlande

1130. Suez ist auf den niederländischen Strom- und Gasmärkten über Electrabel Nederland Beheermaatschappij B.V. tätig, die vor kurzem Cogas Energy übernommen hat.⁷⁶² GDF ist in den Niederlanden auf den Gasmärkten über ihre Tochtergesellschaften Gaz de France Supply Trading & Marketing B.V. und Gaz de France Production Nederland B.V. tätig.

Relevante Märkte

Sachliche Märkte

1131. GDF ist in den Niederlanden nur auf dem Erdgasgroßhandelsmarkt und im Markt für die Lieferung von Erdgas an Industriekunden tätig.

⁷⁶¹ M.3696 E.ON/MOL, Randnr. 620.

⁷⁶² Entscheidung M.4370 vom 29. September 2006.

1132. Gemäß der Entscheidungspraxis der Kommission sind Industriekunden von Haushaltskunden und Stromerzeugern zu unterscheiden.⁷⁶³ Da der Zusammenschluss für keine der möglichen alternativen Marktdefinitionen Wettbewerbsprobleme aufwirft, kann die genaue Definition des sachlichen Marktes offen gelassen werden.

Räumliche Märkte

1133. In den meisten bisherigen Entscheidungen der Kommission wurden als räumlich relevante Märkte für die Erdgaslieferung nationale Märkte betrachtet.⁷⁶⁴

1134. Die Definition der räumlichen Märkte kann offen gelassen werden, da der Zusammenschluss für keine der möglichen alternativen Marktdefinitionen Wettbewerbsprobleme aufwirft.

Wettbewerbliche Würdigung

1135. Kein potenzieller Markt wird beeinträchtigt; die gemeinsamen Marktanteile von Suez (einschließlich Cogas) und GDF betragen auf allen potenziellen Märkten weniger als 15 %.

Schlussfolgerung

1136. Aus den bisherigen Ausführungen folgt, dass der Zusammenschluss auf den Erdgasmärkten der Niederlande keine Wettbewerbsprobleme aufwirft.

⁷⁶³ Siehe oben in Bezug auf Belgien und Frankreich.

⁷⁶⁴ Siehe oben in Bezug auf Belgien.

E. Verpflichtungszusagen

ABHILFEMAßNAHMEN VOM 20. SEPTEMBER 2006

1137. Am 20. September 2006, dem letztmöglichen Termin für die Vorlage von Verpflichtungszusagen gemäß Artikel 19 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 802/2004, legten die Parteien eine Abhilfemaßnahmenpaket zur Beseitigung der von der Kommission festgestellten Wettbewerbsprobleme vor.

1138. Diese Maßnahmen umfassten in Form von Verpflichtungszusagen die folgenden fünf Bestandteile:

- a) Gründung und anschließende Veräußerung an einen Dritten eines neuen Unternehmens (Newco), in das die folgenden Aktiva eingebracht werden sollten:
 - i) alle von Distrigaz mit Nichthaushaltskunden in Belgien geschlossenen Lieferverträge und die gesamte Geschäftstätigkeit von Distrigaz in Frankreich;
 - ii) die von Distrigaz und Gaz de France mit SPE geschlossenen Lieferverträge;
 - iii) die stufenweise Veräußerung der vorgelagerten Verträge mit Gaserzeugern über 50 TWh/Jahr; iv) ein Erdgasliefervertrag zwischen der neuen Gruppe und Newco mit einer Laufzeit von 6 bis 8 Jahren über eine anfängliche Menge von 83 TWh pro Jahr, die nach der Veräußerung der Verträge bis auf 33 TWh herabgesetzt würde;
 - v) Transport- und Speicherkapazitäten in Belgien und Frankreich, die auf der Grundlage der geltenden Rechtsvorschriften dem Käufer von Newco zur Verfügung stehen würden.
- b) Veräußerung der Beteiligung von Gaz de France an SPE.
- c) Ein zeitlich befristetes Erdgasbereitstellungsprogramm (Gas-Release-Programm) mit einem Volumen von 22 TWh pro Jahr für eine Dauer von sechs Jahren für Frankreich und Belgien.
- d) Mehrere Maßnahmen, die die Erdgasinfrastrukturen in Belgien und Frankreich betrafen, insbesondere die Umstrukturierung der Tätigkeiten von Fluxys. Aufteilung des Eigentums und Betriebs der belgischen Erdgasinfrastrukturen auf verschiedene rechtliche Einheiten: i) Fluxys Asset Owner (FAO) wäre Eigentümer aller Fernleitungs-/Transitinfrastrukturen und der Speicher, ii) Fluxys International wäre Eigentümer des LNG-Terminals, des Hub-Betreibers Huberator und weiterer Aktiva außerhalb Belgiens (z. B. BBL usw.) und iii) Fluxys System Operator (FSO) würde Kapazitätsrechte besitzen und alle reglementierten Infrastrukturen betreiben (Fernleitung, Transit, Speicher, LNG-Terminal Zeebrugge). Die neue Gruppe würde keine Aktienmehrheit an FAO besitzen. FSO würde von der neuen Gruppe weder de facto noch de jure kontrolliert.
- e) Veräußerung des Unternehmens Cofathec Coriance und der Fernwärmenetze von Cofathec Service, mit Ausnahme der Beteiligung von Cofathec Coriance an Climespace und SESAS.

1139. Die Kommission hat diese Verpflichtungszusagen bei Marktbeteiligten getestet. Aus den Antworten auf diesen Markttests gingen ernsthafte Bedenken hinsichtlich der

Angemessenheit der vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen zur Beseitigung der von der Kommission festgestellten Wettbewerbsprobleme hervor.

1140. Erstens betonten die befragten Dritten, die sowohl Kunden als auch Wettbewerber und Regulierer umfassten, mehrheitlich die Unsicherheiten hinsichtlich der wirtschaftlichen Lebensfähigkeit des neuen Unternehmens (Newco), das auf dem Markt noch nicht aktiv war. Den befragten Dritten zufolge sind für diese Unsicherheiten mehrere Faktoren verantwortlich. Genannt werden unter anderem: Knappheit der Erdgasressourcen und unzureichende Flexibilität, um sich auf allen betroffenen Märkten tatsächlich zu entwickeln; die Tatsache, dass Newco beim Erdgasbezug zu fast 40 % von den Parteien abhängig wäre und sehr eingeschränkten Zugang zu vorgelagerten Verträgen mit Erzeugern hätte, so dass das Risiko bestehen würde, dass Newco zum einfachen Wiederverkäufer des von den Parteien gelieferten Erdgases würde; die Tatsache, dass die Inhalte und Bedingungen des Liefervertrages zwischen Newco und den Parteien nicht präzise gefasst wurden; die Laufzeit dieses Vertrages, die nicht ausreichend wäre, um Newco eine langfristige Planung zu ermöglichen; die nicht gegebene Möglichkeit für Newco, Zugang zu den benötigten Infrastrukturen zu erhalten, um auf den betroffenen Märkten wirksam tätig zu werden.
1141. Zweitens äußerten zahlreiche befragte Dritte Bedenken im Hinblick auf das vorgeschlagene Gas-Release-Programm; diese betrafen den unzureichenden Umfang und die kurze Laufzeit des Programms sowie die ungewissen Durchführungsmodalitäten und die Frage, ob das Programm genügend Liquidität auf die betroffenen Märkte bringen und so den Wettbewerb beleben könnte.
1142. Drittens räumten die befragten Dritten im Hinblick auf die Abhilfemaßnahmen zu den Erdgasinfrastrukturen in Belgien und Frankreich ein, dass diese Maßnahmen in die richtige Richtung gehen würden, hielten sie aber für nicht ausreichend, um die Unabhängigkeit von Fluxys gegenüber der fusionierten Einheit zu gewährleisten und ein ordnungsgemäßes Funktionieren des Marktes sicherzustellen.
1143. Die Veräußerung der Beteiligung von Gaz de France an SPE wurde im Allgemeinen als Voraussetzung für die Beseitigung der durch den Zusammenschluss aufgeworfenen Wettbewerbsprobleme betrachtet. Einige befragte Dritte wiesen jedoch darauf hin, dass diese Maßnahme nicht ausreichen würde, um auf den belgischen Strommärkten wirksamen Wettbewerb mit Electrabel herzustellen.
1144. Was den Markt der Fernwärmenetze angeht, waren die befragten Dritten, mit wenigen Ausnahmen, im Allgemeinen der Ansicht, dass die Veräußerung des Unternehmens Cofathec Coriance sowie der Fernwärmenetze von Cofathec Service eine zur Beseitigung des von der Kommission auf diesem Markt festgestellten Wettbewerbsproblems ausreichende Abhilfemaßnahme ist.
1145. Die Kommission informierte die Parteien unverzüglich über das Ergebnis des Markttests und gewährte ihnen Zugang zu den nicht vertraulichen Fassungen der bei der Kommission eingegangenen Antworten.

WÜRDIGUNG DER AM 13. OKTOBER 2006 VORGELEGTEN VERPFLICHTUNGSZUSAGEN

1146. Am 13. Oktober 2006 legten die Parteien ein geändertes Abhilfemaßnahmenpaket zur Beseitigung der von der Kommission festgestellten Wettbewerbsprobleme vor. Diese Abhilfemaßnahmen, die in Form von Verpflichtungszusagen vorliegen und die am 20. September 2006 vorgelegten Abhilfemaßnahmen ersetzen, sind in Anhang II beigefügt und fester Bestandteil dieser Entscheidung.

I. Allgemeine Beschreibung der Verpflichtungszusagen

1147. Die von den Parteien am 13. Oktober 2006 vorgelegten Verpflichtungszusagen umfassen im Wesentlichen fünf Teile:

- i) Veräußerung der Beteiligung der Suez-Gruppe an Distrigaz an einen Dritten;
- ii) Veräußerung der Beteiligung von GDF (über Segebel) an SPE an einen Dritten;
- iii) Umstrukturierung der Tätigkeiten von Fluxys s.a. und Verzicht auf jedwede Kontrolle über sie;⁷⁶⁵
- v) ergänzende Maßnahmen im Hinblick auf die Erdgasinfrastrukturen in Belgien und Frankreich;
- v) Veräußerung des Unternehmens Cofathec Coriance und der von Cofathec Services betriebenen Fernwärmenetze an einen Dritten.

Veräußerung von Distrigaz

1148. Suez wird ihre Beteiligung an Distrigaz an einen Dritten veräußern. Zuvor werden die drei folgenden, Distrigaz gehörenden Aktiva in ein Unternehmen der fusionierten Einheit eingebracht: eine Beteiligung von 16,41 % an Interconnector UK Ltd, der Flüssiggastanker Methania und eine Beteiligung von 49 % am Flüssiggastanker Berge Boston.

1149. Vor der Veräußerung der Beteiligung an Distrigaz wird die fusionierte Einheit einen oder mehrere Bezugsverträge mit Distrigaz schließen, die einen Teil des Bedarfs der Kraftwerke von Electrabel und ECS decken sollen und zum Zeitpunkt der Veräußerung von Distrigaz in Kraft treten werden.

1150. Bei diesen Bezugsverträge handelt es sich um so genannte Spiegelverträge (Back-to-Back-Verträge), wobei für jeden vorgelagerten Vertrag ein nachgelagerter Vertrag geschlossen wird. Die vertraglich festgelegten Mengen entsprechen:

- [...] * TWh, d. h. [90-100] * % der betroffenen Verträge, zur Versorgung von Kraftwerken (C1-Verträge);
- Anteilen der Termin-Einfuhrverträge von Distrigaz, die zum Zeitpunkt dieser Entscheidung bereits geschlossen wurden und zur Deckung des Bedarfs von ECS dienen (C2-Verträge). Die Gesamtmenge dieser Spiegelverträge wird im ersten

⁷⁶⁵ Näheres zu dieser Umstrukturierung siehe unten.

Jahr [...] * TWh ([...] * TWh H-Gas und [...] * TWh L-Gas) betragen und in den Folgejahren sinken.

1151. Die Parteien verpflichten sich dazu, dass die Menge, die von Distrigaz im Rahmen der nachgelagerten Spiegelverträge der C2-Verträge an die fusionierte Einheit geliefert wird, in den folgenden Jahren abnimmt, so dass sie i) das schrittweise Auslaufen der C2-Verträge widerspiegelt, die sich zum Zeitpunkt dieser Entscheidung im Portfolio von Distrigaz befinden (und somit den naturgemäßen Rückgang der entsprechenden Mengen), und ii) darüber hinaus den Rückgang der Verkäufe von ECS auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Abnehmer des öffentlichen Versorgungswesens widerspiegelt.
1152. Die fusionierte Einheit kann von Distrigaz oder ihrem Übernehmer fordern, dass alle notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, um die Übertragung der C1-Verträge mit einem Gesamtvolumen von [...] * TWh zu erleichtern, da diese Verträge zur Versorgung der Kraftwerke von Electrabel bestimmt sind. Im Zuge der Übertragung dieser Verträge werden die Mengen des C1-Bezugsvertrages entsprechend herabgesetzt.
1153. Die nachgelagerten Spiegelverträge der C1-Verträge haben die gleiche Laufzeit wie die C1-Verträge. Die Laufzeit der nachgelagerten Spiegelverträge der C2-Verträge beträgt höchstens [...] * Jahre.
1154. Schließlich verpflichten sich die Parteien, an Distrigaz jederzeit die Speicherkapazitäten in Belgien und die entsprechenden gespeicherten Mengen zu veräußern, die mit jedem bestehenden Abnehmer des öffentlichen Versorgungswesens von ECS in Belgien verbunden sind, der von Distrigaz oder einem von dieser belieferten Wiederverkäufer akquiriert werden sollte.

Veräußerung von SPE

1155. Die Parteien haben zugesagt, dass GDF ihre 50 %-Beteiligung am Kapital von Segebel, die wiederum eine Beteiligung von 51 % an SPE hält, veräußert.

Umstrukturierung der Tätigkeiten von Fluxys und Verzicht auf die Kontrolle von Fluxys bei den regulierten Tätigkeiten.

1156. Die Tätigkeiten von Fluxys werden im Rahmen von zwei Einheiten, Fluxys s.a. und Fluxys International s.a., umstrukturiert. Fluxys International s.a., die aus der derzeitigen Fluxys LNG s.a. hervorgeht, wird Eigentümer des LNG-Terminals Zeebrugge und der nicht regulierten belgischen und internationalen Aktiva sein (BBL, Huberator, Gas Management Services Limited, Belgian Pipe Control, C4Gas und Endex). Die andere Einheit (Fluxys s.a.) wird Eigentümer des gesamten belgischen Erdgasfernleitungs-/Erdgastransitnetzes sowie aller belgischen Erdgasspeicheranlagen sein. Dazu tritt GDF ihre 25 %-Beteiligung an Segeo (Betreiber des Fernleitungs-/Transitnetzes) an sie ab, und Suez überträgt ihr das Unternehmen Distrigaz & Co. (das die Transitkapazitäten für die Achsen Troll und rTr vermarktet).
1157. Fluxys s.a. wird alle nach belgischem Recht regulierten Infrastrukturen betreiben (Fernleitungs-/Transitnetz, Speicher, LNG-Terminal).

1158. Die Parteien haben sich verpflichtet, Fluxys s.a. weder de facto noch de jure noch über Aktionärsvereinbarungen zu kontrollieren. Als Sicherheit für diese Verpflichtungszusage sind die Parteien insbesondere die folgenden zusätzlichen Verpflichtungen eingegangen.

1159. Im Hinblick auf Fluxys s.a. haben sich die Parteien verpflichtet:

- keine Beteiligung von mehr als 45 % am Kapital von Fluxys s.a. zu halten, wobei im Übrigen Publigaz 45 % dieses Kapitals hält;
- im Verwaltungsrat nur 7 der 21 Verwaltungsratsmitglieder zu stellen, genauso viele wie Publigaz, und keine Vorschläge für die Bestellung der 7 unabhängigen Mitglieder dieses Verwaltungsrats abzugeben;
- dass kein Verwaltungsratsmitglied von Fluxys s.a. Verantwortung im Bereich der Gasliefertätigkeiten trägt;
- innerhalb von Fluxys s.a. einen Direktionsausschuss einzurichten, der über ausschließliche Befugnisse im Bereich i) des Betriebs (einschließlich der Vertriebsstrategie) der regulierten Infrastrukturen und ii) des Gesamtinvestitionsplans für regulierte Infrastrukturen in Belgien verfügt. Der Gesamtinvestitionsplan kann vom Verwaltungsrat nicht abgelehnt werden, außer aufgrund seiner finanziellen Folgen für das Unternehmen (im Rahmen des Schutzes der finanziellen Interessen der Aktionäre als Anleger). In letzterem Fall votieren die Parteien so, dass die Finanzierung dieser Investitionen durch einen Dritten ermöglicht wird und gegebenenfalls das Kapital von Fluxys s.a. zu dem speziellen Zweck, diese Investitionen zu finanzieren, für Dritte geöffnet wird;
- diesen Direktionsausschuss weder de facto noch de jure noch über Aktionärsvereinbarungen zu kontrollieren.

1160. Im Hinblick auf Fluxys International s.a. haben sich die Parteien zu Folgendem verpflichtet:

- die fusionierte Einheit wird eine Beteiligung von maximal 60 % am Kapital des Unternehmens halten;
- der genannte Direktionsausschuss von Fluxys s.a. arbeitet den Gesamtinvestitionsplan für das LNG-Terminal und den Hub Zeebrugge aus, der vom Verwaltungsrat von Fluxys International nicht abgelehnt werden kann, außer aufgrund seiner finanziellen Folgen für das Unternehmen (im Rahmen des Schutzes der finanziellen Interessen der Aktionäre als Anleger). Darüber hinaus kann der Direktionsausschuss von Fluxys s.a. von sich aus zusätzliche Investitionen in regulierte oder nicht regulierte Aktiva vorschlagen, die im Besitz von Fluxys International s.a. oder deren Tochtergesellschaften sind. Im Fall der Ablehnung dieser Investitionen durch den Verwaltungsrat von Fluxys International s.a. votieren die Vertreter der fusionierten Einheit so, dass die Finanzierung dieser Investitionen durch einen Dritten ermöglicht wird und gegebenenfalls das Kapital von Fluxys International s.a. zu dem speziellen Zweck, diese Investitionen zu finanzieren, für Dritte geöffnet wird.

Ergänzende Maßnahmen im Zusammenhang mit den Erdgasinfrastrukturen in Belgien und Frankreich

Belgien

1161. Die Parteien haben sich insbesondere verpflichtet, in Zeebrugge einen einzigen Einspeisepunkt zu schaffen, der es ermöglicht, den Hub, das LNG-Terminal, den Anlandepunkt des Interconnector Zeebrugge Terminals (IZT) und den Anlandepunkt des Zeepipe Terminals (ZPT) zusammenzuführen.

Frankreich

Speicher und LNG-Terminals

1162. Die Parteien haben sich insbesondere verpflichtet, weitere Speicheranlagen (80 Mio. m³ am Standort Trois Fontaines, die Ende 2009 verfügbar sind, und 60 Mio. m³ am Standort Elsass, die spätestens 2018 verfügbar sind) und weitere Kapazitäten am Terminal Montoir, die ab 2007 verfügbar sind, auszubauen und diese neuen Kapazitäten vor ihrer Verfügbarkeit, teilweise bereits vor Ende 2007, auf dem Markt anzubieten. Im Hinblick auf den Zugang zum Terminal Fos Cavaou wird direkt nach seiner Inbetriebnahme in Abstimmung mit der CRE für den Anteil der nicht langfristig gebuchten Kapazitäten eine transparente und diskriminierungsfreie Vermarktungsweise eingeführt.

Abhilfemaßnahmen für das Netz von GRTgaz

1163. Die Parteien haben sich zu verschiedenen Maßnahmen verpflichtet, die eine bessere Funktionsweise der „Use-it-or-lose-it“-Mechanismen und der rückforderbaren Kapazitäten ermöglichen.

Investitionen in die Desodorierung

1164. Die Parteien haben sich dazu verpflichtet, dass GRTgaz am Einspeisepunkt "Taisnières H" eine Desodorierungsanlage in Betrieb nimmt, die einen physischen Volumenstrom von 300 000 m³/h nach Belgien gewährleisten kann.

Governance und Transparenz

1165. Die Parteien haben sich insbesondere dazu verpflichtet:

- die Unabhängigkeit von GRTgaz im Bereich der Kommunikation zu erhöhen und einen besseren Schutz sensibler Daten zu gewährleisten;
- die Tätigkeiten des Betreibers der LNG-Terminals nach Modalitäten für die Unabhängigkeit, die an denen von GRTgaz ausgerichtet sind, auszugliedern.

Fernwärmenetze

1166. Die Parteien haben sich verpflichtet i) Cofathec Coriance und alle Elemente ihres Goodwill, einschließlich des gesamten Personals und aller Verträge, jedoch mit Ausnahme ihrer Beteiligung an den Kältenetzen (d. h. Climespace, den Betreiber des Kältenetzes der Stadt Paris, und SESAS, den Betreiber des Kältenetzes des Stade de France), und ii) die fünf von Cofathec Services betriebenen Fernwärmenetze sowie das für den Betrieb dieser Netze zuständige Personal zu veräußern.

II. Würdigung der Verpflichtungszusagen

Einleitung

1167. Wenn ein Zusammenschluss Wettbewerbsprobleme aufwirft, indem er wirksamen Wettbewerb im Gemeinsamen Markt oder in einem wesentlichen Teil desselben erheblich behindert, insbesondere durch Begründung oder Verstärkung einer beherrschenden Stellung, kann die Kommission den Zusammenschluss erst nach Änderungen durch die Parteien durch Entscheidung für mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar erklären.⁷⁶⁶ Werden geänderte Verpflichtungszusagen nach Ablauf der in Artikel 19 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 802/2004 genannten Frist vorgelegt, kann die Kommission diese geänderten Vorschläge für Verpflichtungen nur akzeptieren, wenn sie eindeutig feststellen kann, dass durch die Verpflichtungen, wenn sie einmal durchgeführt sind, die festgestellten Wettbewerbsprobleme gelöst werden und wenn genügend Zeit für eine angemessene Konsultation der Mitgliedstaaten verbleibt.⁷⁶⁷
1168. Die Kommission würdigt die Vereinbarkeit eines angemeldeten Zusammenschlusses mit dem Gemeinsamen Markt anhand seiner Auswirkungen auf die Wettbewerbsstruktur der relevanten Märkte. Bei der Prüfung, ob durch die vorgeschlagene Abhilfemaßnahme wirksamer Wettbewerb wiederhergestellt wird, trägt die Kommission einerseits u. a. der Art, dem Umfang und der Tragweite der vorgeschlagenen Abhilfemaßnahme Rechnung und andererseits der Wahrscheinlichkeit ihrer erfolgreichen, vollständigen und rechtzeitigen Durchführung durch die Parteien.⁷⁶⁸
1169. Gemäß der Mitteilung der Kommission über zulässige Abhilfemaßnahmen stellt die Desinvestition die beste Lösung dar, um die Voraussetzungen für das Entstehen einer neuen wettbewerbsfähigen Einheit zu schaffen. Die desinvestierten oder veräußerten Tätigkeiten müssen ein lebensfähiges Geschäft darstellen, das in den Händen eines fähigen Käufers wirksam und auf Dauer mit der neuen Einheit konkurrieren kann.
1170. Ein lebensfähiges Geschäft ist in der Regel ein bereits bestehendes Unternehmen, das selbständig tätig sein kann, d. h. unabhängig von den sich zusammenschließenden Unternehmen hinsichtlich der Rohstoffversorgung oder anderer Formen der Zusammenarbeit, mit Ausnahme einer Übergangszeit, in der eine solche Abhängigkeit bestehen könnte.⁷⁶⁹ Die Parteien müssen den Unsicherheiten und Risiken bei der Übertragung eines Geschäfts auf einen neuen Eigentümer Rechnung tragen. Diese Risiken können die Wettbewerbswirkung des veräußerten Geschäfts vermindern und

⁷⁶⁶ Vgl. Artikel 8 Absatz 2 Unterabsatz 1 der Fusionskontrollverordnung und Randnr. 1 der Mitteilung der Kommission über im Rahmen der Verordnung (EWG) Nr. 4064/89 des Rates und der Verordnung (EG) Nr. 447/98 der Kommission zulässige Abhilfemaßnahmen, Amtsblatt C 68 vom 2.3.2001, S. 3.

⁷⁶⁷ Randnr. 43 der genannten Mitteilung.

⁷⁶⁸ Randnr. 7 der genannten Mitteilung.

⁷⁶⁹ Randnr. 14 der genannten Mitteilung.

folglich zu einer Situation führen, in der die Wettbewerbsbedenken der Kommission nicht wirklich ausgeräumt sind.⁷⁷⁰

1171. Wie unten ausgeführt, ist die Kommission der Ansicht, dass die geänderten Verpflichtungszusagen, die von den Parteien am 13. Oktober 2006 vorgelegt wurden, es ihr auf der Grundlage ihrer Würdigung der im Laufe des Verfahrens erhaltenen Informationen und insbesondere der Ergebnisse des Markttests ermöglichen, ohne dass es eines weiteren Markttests bedürfte, eindeutig festzustellen, dass die Verpflichtungszusagen ausreichen, um die durch den angemeldeten Zusammenschluss aufgeworfenen Wettbewerbsprobleme zu lösen.⁷⁷¹

A) Wettbewerbsfähigkeit und Lebensfähigkeit von Distrigaz

1172. Die Veräußerung ihrer Mehrheitsbeteiligung an Distrigaz durch Suez ist als Abhilfemaßnahme geeignet, den durch den angemeldeten Zusammenschluss beseitigten Wettbewerbsdruck auf den Erdgasmärkten in Belgien und Frankreich auszugleichen und die Probleme der Abschottung der Elektrizitätsmärkte zu beseitigen. Distrigaz ist ein bestehendes Unternehmen, das über alle notwendigen Aktiva verfügt, insbesondere Bezugsverträge mit Gaserzeugern, Buchungen für Erdgasinfrastrukturen und einen bestehenden Kundenstamm. Es ist derzeit lebensfähig und gut auf den belgischen und französischen Erdgasmärkten etabliert und wird daher in der Lage sein, in beiden Ländern wirksam mit der fusionierten Einheit Suez/GDF zu konkurrieren.

Erdgasbezug

1173. Die Lebensfähigkeit von Distrigaz wird durch die Bezugsverträge mit Electrabel und ECS (Ziffer 16 der Verpflichtungszusagen) nicht in Frage gestellt. Diese Verträge betreffen nur [...] TWh zur Versorgung von Electrabel und [...] TWh zur Versorgung von ECS. Die unter die Bezugsverträge fallenden Gesamtmengen entsprechen somit rund [...] der Erdgasgesamtmenge, die Distrigaz 2005 verkauft hat, und weniger als [...] % ihrer derzeitigen Beschaffungen über Terminkontrakte, d. h. unter Ausschluss der Spotkontrakte. Finanziell gesehen, gefährden diese Bezugsverträge die Lebensfähigkeit von Distrigaz nicht, da sie eine Marge von mindestens [...] €/MWh für Distrigaz vorsehen.

1174. Die im Rahmen von Terminkontrakten gelieferten H-Gas- und L-Gas-Mengen, die Distrigaz nach der Belieferung der Parteien verbleiben, reichen aus, um alle derzeitigen Kunden in Luxemburg, Frankreich und Belgien, einschließlich von SPE, zu beliefern. Distrigaz wird nur [...] der Kraftwerke von Electrabel versorgen; die übrigen Kraftwerke werden von den Parteien versorgt.

1175. Die Erdgasmengen, die Distrigaz nach Belieferung der Parteien verbleiben, sind groß genug, um einer steigenden Nachfrage Rechnung tragen zu können. Eine steigende Nachfrage kann zunächst auf einem höheren Verbrauch der bestehenden Kunden beruhen. Zudem kann die Zusatznachfrage von SPE steigen, da SPE den Wettbewerb

⁷⁷⁰ Randnr. 15 der genannten Mitteilung.

⁷⁷¹ Randnr. 43 der genannten Mitteilung.

zwischen Distrigaz und GDF/Suez für ihren Gasbedarf zur Belieferung der Endkunden nutzen könnte, den sie derzeit bei GDF deckt. Schließlich kann Distrigaz in den Markt des Verkaufs an Haushaltskunden einsteigen, auf dem Distrigaz in Flandern noch nicht aktiv ist und zu dem Distrigaz in Wallonien und Brüssel erst bei der Wettbewerbsöffnung am 1. Januar 2007 Zugang haben wird. Distrigaz kann eine solche Zusatznachfrage mit ihren bestehenden Verträgen sowie über Käufe am Hub Zeebrugge befriedigen, wie sie es auch jetzt macht. Der Übernehmer von Distrigaz muss über fundierte Erfahrung in der Energiewirtschaft verfügen und wird daher in der Lage sein, die bestehenden Verträge zu verlängern oder neue Verträge mit den Erzeugern zu schließen.

1176. Im Übrigen nimmt das Volumen der Bezugsverträge (nachgelagerte Spiegelverträge der C2-Verträge) mit dem Auslaufen der entsprechenden vorgelagerten Verträge von Distrigaz und dem Verlust von Kunden seitens ECS schrittweise ab.
1177. Zudem hat der nachgelagerte Spiegelvertrag der C2-Verträge, der die Versorgung von ECS betrifft, eine maximale Laufzeit von [...] * Jahren, während die meisten vorgelagerten Bezugsverträge von Distrigaz längere Laufzeiten haben. Dies bedeutet, dass die Lebensfähigkeit von Distrigaz auch langfristig gewährleistet ist, da ihr ab [...] *, d. h. nach dem Auslaufen der Bezugsverträge mit ECS, noch größere Mengen zur Verfügung stehen werden.
1178. Dass es den Parteien möglich ist, die Übertragung der Verträge mit einem Volumen von [...] * TWh, die die Versorgung der Kraftwerke von Electrabel betreffen (C1-Vertrag), zu fordern, ändert an dieser Würdigung nichts. Erstens machen [...] * TWh weniger als [...] * % des Gesamtvolumens der Terminkontrakte von Distrigaz aus. Zweitens verringert sich die Distrigaz zur Verfügung stehende Menge durch die Ausübung der Option durch die Parteien nicht. Denn diese Mengen fallen unter einen Spiegel-Bezugsvertrag zwischen Distrigaz und Electrabel, dessen Menge sich im Verhältnis zu den Mengen der entsprechenden übertragenen C1-Verträge ändert.
1179. Die Kommission ist auch der Ansicht, dass die Einbringung der Beteiligung an Interconnector UK Ltd, des Flüssiggastankers Methania und der 49 %-Beteiligung am Flüssiggastanker Berge Boston in ein Unternehmen der fusionierten Einheit weder die Lebensfähigkeit von Distrigaz noch deren Vermögen, wirksam mit der fusionierten Einheit zu konkurrieren, in Frage stellt. Denn diese Aktiva sind für die wirtschaftliche Lebensfähigkeit und die Wettbewerbsfähigkeit von Distrigaz auf den betroffenen Märkten nicht entscheidend.

Kundenstruktur und Flexibilität

1180. Es stimmt, dass es sich bei den derzeitigen Kunden von Distrigaz überwiegend um Industriekunden handelt. Distrigaz wird jedoch ihre Lieferverträge mit Wiederverkäufern wie [...] * und [...] * behalten und weiterhin einen Teil des Gasbedarfs der Kraftwerke von [...] * und [...] * über Spiegelverträge (Back-to-Back-Verträge) liefern. Zudem kann Distrigaz auch die Märkte der Haushaltskunden und kleinen Industriekunden angehen. Dies wird dadurch erleichtert, dass die Marke „Distrigaz“ in Belgien und in Frankreich bekannt ist. Wie bereits erläutert, hat Distrigaz Zugang zu den erforderlichen Erdgasmengen. Damit ist Distrigaz in der Lage, sich einen ausgewogen strukturierten Kundenstamm aufzubauen.

1181. Distrigaz kann die Flexibilität aus ihren vorgelagerten Bezugsverträgen in vollem Umfang nutzen. Diese Flexibilität reicht aus, um die derzeitigen Kunden zu bedienen und ermöglicht es sogar in gewissem Maße, dem Flexibilitätsbedarf anderer Kundenkategorien wie z. B. Kraftwerke und Haushaltskunden zu entsprechen. Selbst wenn der Speicherzugang von Distrigaz derzeit aufgrund der belgischen Rechtslage eher begrenzt ist, kann sich diese Situation schnell ändern, wenn Distrigaz zusätzliche Kunden akquiriert, die an Verteilernetze angeschlossen sind, insbesondere Haushaltskunden, aber auch kleine Industrie- und Gewerbekunden. Für diesen Fall sehen die Verpflichtungszusagen die sofortige Übertragung der entsprechenden Speicherkapazitäten und Mengen an Distrigaz vor. Diese Zusage ermöglicht es, den Speicherzugang im Fall der Akquisition von Neukunden gegenüber der derzeit geltenden Rechtslage erheblich zu beschleunigen.

Schlussfolgerung zur Wettbewerbsfähigkeit und Lebensfähigkeit von Distrigaz

1182. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass Distrigaz ein lebensfähiges Unternehmen bleiben wird, das in der Lage ist, mit der neuen Einheit GDF/Suez sowohl in Belgien als auch in Frankreich wirksam zu konkurrieren. Die Wettbewerbsfähigkeit von Distrigaz wird im Übrigen durch die fundierte Erfahrung in der Energiewirtschaft (Ziffer 46 der Verpflichtungszusagen), über die der Käufer der Mehrheitsbeteiligung von Suez an Distrigaz verfügen muss, verstärkt. Zudem senken die Verpflichtungszusagen im Zusammenhang mit dem Zugang zu Infrastrukturen die Marktzutrittsschranken und ermöglichen es Distrigaz so, lebensfähig und wettbewerbsfähig zu handeln.

B) Veräußerung von SPE

1183. Die Parteien haben sich dazu verpflichtet, dass GDF ihre 50 %-Beteiligung am Kapital von Segebel, die wiederum eine Kontrollbeteiligung von 51% an SPE hält, veräußert.

1184. Die Kommission ist der Ansicht, dass die Veräußerung der Beteiligung von GDF an SPE zur Beseitigung der festgestellten Probleme auf den belgischen Gas- und Elektrizitätsmärkten erforderlich ist. Die Veräußerung von SPE wird die derzeitigen horizontalen Überschneidungen auf diesen Märkten beseitigen.

1185. Die Kommission ist jedoch der Ansicht, was auch vom Markttest unterstrichen wurde, dass die Wirksamkeit der Veräußerung von SPE zur Wiederherstellung des Wettbewerbs auf den belgischen Elektrizitätsmärkten und auf den Märkten für die Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden und Haushaltskunden durch die Beseitigung der derzeitigen horizontalen Überschneidungen nicht einzeln, sondern in Verbindung mit den anderen Abhilfemaßnahmen auf den anderen betroffenen Gasmärkten Belgiens gewürdigt werden muss.

1186. SPE wird mit den Parteien auf den belgischen Elektrizitätsmärkten genauso wirksam wie vor dem Zusammenschluss konkurrieren können, da sie Zugang zu Erdgas zu wettbewerbsfähigen Bedingungen haben wird. Aus dem gleichen Grund wird SPE weiterhin wesentlichen Wettbewerbsdruck als Wiederverkäufer von L-Gas und H-Gas ausüben.

1187. Die Veräußerung von Distrigaz, die Zugang zu erheblichen Mengen L-Gas und H-Gas und zu wesentlichen Flexibilitätsquellen hat, stellt einen lebensfähigen Wettbewerber der fusionierten Einheit auf den Erdgasmärkten, einschließlich des Marktes für die Lieferung an Stromerzeuger und Wiederverkäufer, wieder her (siehe auch oben). Die vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem Zugang zu Infrastrukturen verstärken die Lebensfähigkeit von SPE noch, indem sie die Offenheit des Marktes für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger erhöhen.
1188. Nach der Erfüllung der Verpflichtungen kann SPE den Wettbewerb zwischen der fusionierten Einheit und Distrigaz nutzen, um sich zu wettbewerbsfähigen Preisen mit Erdgas für ihre Kraftwerke und ihre eigenen Kunden beliefern zu lassen.

C) Abhilfemaßnahmen - Fluxys

1189. Die Kommission ist der Ansicht, dass die von den Parteien am 13. Oktober 2006 vorgelegten, Fluxys s.a. und Fluxys International s.a. betreffenden Abhilfemaßnahmen die Marktzutrittsschranken auf den Erdgasmärkten in Belgien, die bereits vor dem Zusammenschluss sehr hoch waren und von denen einige, wie von der Kommission im Laufe des Verfahrens aufgezeigt wurde, durch den Zusammenschluss noch weiter angehoben werden, senken werden.
1190. Denn die Umstrukturierung von Fluxys in der Form, wie sie in den Verpflichtungszusagen vorgesehen ist, und die Zusage der Parteien, Fluxys s.a. und ihren Direktionsausschuss weder de facto noch de jure noch über Aktionärsvereinbarungen zu kontrollieren, trägt dazu bei, eine unabhängige Verwaltung der regulierten Erdgasinfrastrukturen zu gewährleisten. Darüber hinaus führt die Desinvestition von Distrigaz zur wirksamen Entflechtung des Fernleitungsnetzbetreibers (Fluxys) und des wichtigsten, in der Erdgaslieferung tätigen Unternehmens (Distrigaz). Infolgedessen verringern die Abhilfemaßnahmen die Marktzutrittsschranken und tragen dazu bei, im Hinblick auf den Zugang zu Infrastrukturen gleichwertige Wettbewerbsbedingungen für alle Wettbewerber zu schaffen.

Unabhängigkeit von Fluxys s.a.

1191. Die fusionierte Einheit und Publigaz werden eine gleich hohe Beteiligung am Kapital von Fluxys s.a. in Höhe von maximal 45 % halten; der Rest (bis auf den „Golden Share“, den der belgische Staat hält) ist börsennotiert. Die fusionierte Einheit wird daher keine Stimmrechtsmehrheit in Fluxys s.a. besitzen, sondern genau wie Publigaz 45 %; die restlichen Aktien gehören anderen Anteilseignern. Eine gemeinsame Kontrolle von Fluxys durch die fusionierte Einheit und Publigaz im Wege einer Aktionsvereinbarung wird durch die Verpflichtungszusagen untersagt.
1192. Die fusionierte Einheit wird keine Mehrheit im Verwaltungsrat von Fluxys s.a. besitzen, sondern ein Drittel der Verwaltungsratsmitglieder (7 von 21) stellen. Dies macht den Weg für wechselnde Koalitionen frei.
1193. Darüber hinaus haben die Parteien als zusätzliche Sicherheit für ihre Verpflichtungszusage, Fluxys s.a. weder de jure noch de facto noch über Aktionärsvereinbarungen zu kontrollieren, angeboten, ein Modell einzuführen, das die Einrichtung eines Direktionsausschusses nach Artikel 524bis des belgischen Gesellschaftsgesetzbuchs⁷⁷² vorsieht (Ziffer 58 der Verpflichtungszusagen).

⁷⁷² „In der Satzung kann dem Verwaltungsrat erlaubt werden, seine Verwaltungsbefugnisse einem Direktionsausschuss zu übertragen, ohne dass diese Übertragung sich auf die allgemeine Geschäftsführung oder sämtliche Handlungen beziehen kann, die aufgrund anderer Bestimmungen des Gesetzes dem Verwaltungsrat vorbehalten sind. Falls ein Direktionsausschuss eingerichtet wird, ist der Verwaltungsrat mit der Aufsicht über diesen Ausschuss beauftragt.“

Der Direktionsausschuss setzt sich aus mehreren Personen zusammen, die Verwalter sind oder nicht. Die Bedingungen für die Bestellung der Mitglieder des Direktionsausschusses, ihre Abberufung, ihre Entlohnung, die Dauer ihres Auftrags und die Arbeitsweise des Direktionsausschusses werden in der Satzung oder, in Ermangelung einer Satzungsklausel, vom Verwaltungsrat bestimmt.

1194. Vorgesehen ist, dass der Direktionsausschuss bei der Verwaltung aller Aspekte der Tätigkeiten des Unternehmens in Belgien im Zusammenhang mit den Fernleitungs-/Transitinfrastrukturen, den Speicheranlagen und dem LNG-Terminal über ausschließliche Befugnisse verfügen wird. Zudem wird der Direktionsausschuss, wie bereits betont, vorbehaltlich der dem Verwaltungsrat zuerkannten Befugnisse den Investitionsplan ausarbeiten.
1195. Das von den Parteien vorgeschlagene System zur Bestellung der Mitglieder des Direktionsausschusses (Ziffer 59 der Verpflichtungszusagen) wird die Unabhängigkeit des Direktionsausschusses gegenüber dem Verwaltungsrat gewährleisten. Denn der Direktionsausschuss wird über ein Verfahren bestellt, das über vier aufeinander folgende Instanzen die Unabhängigkeit von den Parteien gewährleistet: Vorschlag durch den Vergütungsausschuss; Stellungnahme des Corporate-Governance-Ausschusses; entsprechende Stellungnahme der CREG und Enthaltung der fusionierten Einheit bei der Abstimmung.
1196. Dieses Governance-Modell von Fluxys führt faktisch dazu, dass dem Verwaltungsrat in Angelegenheiten, die dem Direktionsausschuss übertragen sind, alle Befugnisse entzogen werden. Infolgedessen wird die fusionierte Einheit keine Stimmrechte bei der Vertriebsstrategie von Fluxys s.a. und keinen maßgeblichen Einfluss in Fragen, die in die Zuständigkeit des Direktionsausschusses fallen, haben.
1197. Was den Verwaltungsrat anbelangt, gewährleistet die Verpflichtungszusage (Ziffer 56), mit der die fusionierte Einheit auf das Recht verzichtet, Vorschläge für die Bestellung der unabhängigen Verwaltungsratsmitglieder im Verwaltungsrat zu machen, auch die tatsächliche Unabhängigkeit (vor und nach dem Vorschlag) der sieben unabhängigen Verwaltungsratsmitglieder. Zudem ist vorgesehen, dass die CREG die Unabhängigkeit der Bewerber auf einen Posten als unabhängiges Verwaltungsratsmitglied validiert. Infolgedessen vertritt nur ein Drittel der Verwaltungsratsmitglieder die fusionierte Einheit im Verwaltungsrat, was den Weg für wechselnde Koalitionen frei macht und jedes Vetorecht der fusionierten Einheit unterbindet.
1198. Schließlich ist zu betonen, dass die Verpflichtungszusage (Ziffer 52) der Parteien, dem zuständigen Minister für Energie⁷⁷³ die Benennung von Fluxys s.a. als einzigen

In der Satzung kann einem oder mehreren Mitgliedern des Direktionsausschusses die Befugnis erteilt werden, die Gesellschaft entweder allein oder gemeinschaftlich zu vertreten.

Die Einrichtung eines Direktionsausschusses und die in Absatz 3 erwähnte Satzungsklausel sind unter den in Artikel 76 vorgesehenen Bedingungen Dritten gegenüber wirksam. Die Bekanntmachung enthält einen expliziten Verweis auf vorliegenden Artikel.

Die gemäß Absatz 1 übertragene Verwaltungsbefugnis kann durch die Satzung oder einen Beschluss des Verwaltungsrats beschränkt werden. Diese Beschränkungen und eine etwaige von den Mitgliedern des Direktionsausschusses vereinbarte Aufgabenverteilung sind, selbst wenn sie offen gelegt sind, Dritten gegenüber nicht wirksam.”

⁷⁷³ Gemäß Artikel 8 Absatz 2 des Gesetzes vom 12. April 1965 über den Transport gasförmiger und anderer Stoffe durch Rohrleitungen.

Betreiber der Erdgasinfrastrukturen in Belgien vorzuschlagen⁷⁷⁴, dazu führen dürfte, dass Fluxys dem Gasgesetz unterworfen ist.

1199. Zusammenfassend ist die Kommission der Ansicht, dass das beschriebene Maßnahmenpaket gewährleistet wird, dass die fusionierte Einheit Fluxys s.a. nicht kontrolliert.

Fluxys International und der Hub Zeebrugge

1200. Im Übrigen wird die fusionierte Einheit höchstens 60 % von Fluxys International s.a. besitzen, die aus der derzeitigen Fluxys LNG s.a. hervorgeht und Eigentümer des LNG-Terminals Zeebrugge und der nicht regulierten belgischen und internationalen Aktiva sein wird.

1201. Die Verpflichtungszusagen sehen jedoch vor, dass Fluxys International s.a. Fluxys s.a. alle notwendigen Nutzungsrechte für die nach belgischem Recht regulierten Anlagen und Einrichtungen gewährt und Fluxys s.a. alle für die Wahrnehmung der Aufgaben als Betreiber des LNG-Terminals Zeebrugge erforderlichen Funktionen überträgt (Ziffer 61 der Verpflichtungszusagen). Daraus folgt, dass das für Fluxys s.a. vorgesehene Governance-Modell auch für Fluxys International s.a. gilt, die faktisch unabhängig von den Parteien geführt wird, da sich die Entscheidungen über die Geschäftsführung von Fluxys International s.a. in den genannten Angelegenheiten, die in die ausschließliche Zuständigkeit des Direktionsausschusses von Fluxys s.a. fallen, der Kontrolle der fusionierten Einheit entziehen.

Investitionsanreiz für Fluxys s.a. und Fluxys International s.a.

1202. Zudem können die Parteien Investitionsentscheidungen zu Infrastrukturen, die von Fluxys und Fluxys International kontrolliert werden, nicht blockieren. In den Verpflichtungszusagen wird vorgesehen, dass dem Direktionsausschuss Befugnisse im Bereich der Investitionen übertragen werden, die Infrastrukturen im Eigentum von Fluxys s.a. und Fluxys International betreffen (Ziffer 60 und 63). Im Hinblick hierauf sehen die Verpflichtungszusagen ein weiteres Verfahren vor, nach dem die für erforderlich erachteten Investitionen mit der Möglichkeit der Öffnung des Kapitals von Fluxys s.a. und Fluxys International für Dritte zur Finanzierung dieser Investitionen realisiert werden können.

Verpflichtungszusagen zum Erdgastransit

1203. Schließlich werden die Verpflichtungszusagen zum Erdgastransit (Ziffer 70 und 71) es ermöglichen, den Rechtsrahmen für den Erdgastransit in Belgien zu stärken (ein Thema, dessen Wichtigkeit während des gesamten Verfahrens von vielen Parteien unterstrichen wurde), indem Distrigaz & Co. und die Beteiligung von GDF an Segeo an Fluxys s.a. übertragen werden und Fluxys s.a. sich verpflichtet, bei den neuen Transitverträgen den (derzeit für die Fernleitung geltenden) Verhaltenskodex anzuwenden.

⁷⁷⁴ Dies umfasst auch die Verwaltung der Kapazitäten, die derzeit bei Distrigaz & Co. und Segeo liegt.

D) Verpflichtungszusagen zu Investitionen

1204. Die Parteien verpflichten sich, eine Reihe von Investitionen zu tätigen, um die Kapazitäten der belgischen und französischen Erdgasinfrastrukturen zu erweitern (Ziffer 62 bis 80 der Verpflichtungszusagen).
1205. Dabei trägt insbesondere die Einrichtung eines einzigen Einspeisepunktes in Zeebrugge, der es ermöglicht, den Hub, das LNG-Terminal, den Anlandepunkt des Interconnector Zeebrugge Terminals (IZT) und den Anlandepunkt des Zeepipe Terminals (ZPT) zusammenzuführen, dazu bei, die auf den knappen Zugangskapazitäten zum Hub beruhenden Probleme zu beseitigen. Dieser einzige Einspeisepunkt wird es ermöglichen, von jedem Grenzort der Zone Zeebrugge aus Erdgasmengen zu einem „Commodity-Tarif“ in diese Zone zu transportieren, ohne dass Kapazitäten gebucht werden müssen. Diese neue Dienstleistung trägt zur Entwicklung der Zone Zeebrugge bei und erhöht auch die Liquidität des Hubs. Eine solche Verbindung wird die Liquidität des Hubs verbessern, da alle an den anderen Terminals tätigen Marktteilnehmer am Hub handeln können, ohne Marktzutrittsschranken überwinden zu müssen.
1206. Zudem schlagen die Parteien einen Markttest im Hinblick auf eine zweite Erweiterung des LNG-Terminals Zeebrugge vor, mit der die Kapazitäten und auch die für den Handel am Hub Zeebrugge verfügbaren Erdgasmengen erhöht werden könnten.
1207. Weiterhin verpflichtet sich Fluxys, die erforderlichen Investitionen zur Verbesserung des Verbundes der drei Terminals, d. h. des Interconnector Zeebrugge Terminals, des Zeepipe Terminals und des LNG-Terminals, spätestens im Oktober 2010 zu tätigen. Eine solche Verbindung wird die verfügbare Liquidität für die belgischen und französischen Märkte erhöhen.

E) Auswirkungen der Verpflichtungszusagen auf die belgischen Erdgasmärkte

1208. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen ermöglichen es die von den Parteien eingegangenen Verpflichtungen (Veräußerung ihrer Mehrheitsbeteiligung an Distrigaz (im Folgenden „Veräußerung von Distrigaz“), Veräußerung ihrer Kontrollbeteiligung an SPE, Verzicht auf die Kontrolle über Fluxys, Verpflichtungen im Infrastrukturbereich), auf den belgischen Erdgasmärkten Wettbewerbsbedingungen wiederherzustellen, die mit denen, die vor dem Zusammenschluss herrschten, vergleichbar sind, und die Ausschaltung des derzeitigen und potenziellen Wettbewerbs von GDF gegenüber Suez in Belgien auszugleichen. Zudem erleichtert die durch die wirksame Entflechtung von Fluxys s.a. bewirkte Senkung der Marktzutrittsschranken auf den belgischen Erdgasmärkten den Einstieg neuer Marktteilnehmer in diese Märkte.

Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger in Belgien

1209. Die Ausschaltung von GDF als potenzieller Wettbewerber auf dem Markt für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger in Belgien wird durch die Veräußerung von Distrigaz ausgeglichen. Nach Erfüllung der Verpflichtungszusagen wird es genau wie vor dem Zusammenschluss drei Bezugsquellen für die Kraftwerke geben, und zwar Distrigaz, die neue fusionierte Einheit und, in geringerem Maße (siehe oben), Wingas. Zudem kann die durch die Entflechtung von Fluxys s.a. bewirkte Senkung der

Marktzutrittsschranken auf den belgischen Erdgasmärkten die Erdgasversorgung von SPE und anderen Stromerzeugern durch weitere Anbieter erleichtern.

Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer in Belgien

1210. Auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an Wiederverkäufer in Belgien beseitigen die Abhilfemaßnahmen die negativen Auswirkungen des angemeldeten Zusammenschlusses, d. h. die Fusion der beiden einzigen Anbieter GDF und Distrigaz. Nach der Durchführung der Abhilfemaßnahmen wird es mit Distrigaz und Suez/GDF wie derzeit zwei lebensfähige und unabhängige Marktteilnehmer geben, die beide über ausreichende Mengen H-Gas und L-Gas verfügen.

Lieferung von Erdgas an große Industriekunden in Belgien

1211. Auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an große Industriekunden in Belgien gleichen die Verpflichtungszusagen die negativen Auswirkungen des Zusammenschlusses aus, da GDF und Distrigaz voneinander unabhängig bleiben.

Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden und Haushaltskunden in Belgien

1212. Auf dem Markt für die Lieferung von H-Gas und L-Gas an kleine Industrie- und Gewerbekunden sowie an Haushaltskunden in Belgien gewährleisten die Verpflichtungszusagen, insbesondere die Veräußerung der Beteiligung von GDF an SPE, die Unabhängigkeit von SPE gegenüber der fusionierten Einheit. SPE wird zu ihrer Versorgung den Wettbewerb zwischen GDF/Suez und Distrigaz nutzen und so einen Erdgasbezug zu wettbewerbsfähigen Preisen erreichen können. Zudem kann Distrigaz selbst in diese Märkte einsteigen, in Flandern bereits jetzt und in Brüssel und Wallonien ab 1. Januar 2007, und dadurch den Wettbewerb fördern, und dies umso mehr, als die Verpflichtungszusagen den Speicherzugang erleichtern. Distrigaz wird mit ihrer Erfahrung und dem Ruf ihrer Marke in Belgien in der Lage sein, in die Märkte für die Lieferung an Haushaltskunden einzusteigen.

Schlussfolgerung zu den Erdgasmärkten Belgiens

1213. Die Kommission gelangt daher zu dem Schluss, dass die von den Parteien vorgelegten Abhilfemaßnahmen ausreichen, um zu verhindern, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den belgischen Gasmärkten erheblich behindert, ohne dass zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise ein Gas-Release-Programm erforderlich sind.

F) Auswirkungen der Verpflichtungszusagen auf die Erdgasmärkte in Frankreich

1214. Wie bereits ausgeführt (siehe Abschnitt A.3.4.2), ist Suez einer der am besten aufgestellten Wettbewerber von GDF in Frankreich.

1215. Nach der Fusion wird Distrigaz, wie oben aufgezeigt, lebensfähig bleiben und in der Lage sein, in Frankreich einen Wettbewerbsdruck auf die neue fusionierte Einheit auszuüben, der mit dem von Distrigaz vor dem Zusammenschluss vergleichbar ist. Zudem werden die weiteren Abhilfemaßnahmen in Frankreich im Zusammenhang mit

den Erdgasinfrastrukturen dazu beitragen, die Marktzutrittsschranken auf den französischen Märkten für die Erdgaslieferung zu senken und dadurch den Einstieg neuer Marktteilnehmer in diese Märkte erleichtern.

Märkte für die Lieferung von H-Gas an große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West und Süd

1216. Auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas an große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West und Süd, wo Distrigaz einer der Hauptwettbewerber von GDF war, werden die Verpflichtungszusagen es ermöglichen, den Wettbewerbsdruck wiederherzustellen, den Distrigaz bislang – insbesondere auf GDF – ausgeübt hat.

Märkte für die Lieferung von H-Gas an kleine Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest

1217. Auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas an kleine Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest, wo Distrigaz einer der ganz wenigen alternativen Anbieter war, werden die Verpflichtungszusagen die Wiederherstellung der Wettbewerbssituation, die vor dem Zusammenschluss herrschte, und die Weiterentwicklung ermöglichen.

Märkte für die Lieferung von L-Gas an i) große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, und ii) kleine Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, in der Zone Nord

1218. Auf den Märkten für die Lieferung von L-Gas an i) große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Anbieters Gebrauch gemacht haben, und ii) kleine Industriekunden in der Zone Nord, wo der Zusammenschluss zur Ausschaltung eines der drei alternativen Anbieter von L-Gas führen würde, werden die Verpflichtungszusagen die Wiederherstellung der Wettbewerbssituation, die vor dem Zusammenschluss herrschte, und die Weiterentwicklung ermöglichen.

Märkte für die Lieferung von H-Gas an Wiederverkäufer in den Zonen Nord und Ost und Markt für die Lieferung von L-Gas an Wiederverkäufer in der Zone Nord

1219. Auf den Märkten für die Lieferung von H-Gas an Wiederverkäufer in den Zonen Nord und Ost und dem Markt für die Lieferung von L-Gas an Wiederverkäufer in der Zone Nord werden die Verpflichtungszusagen es ermöglichen, den potenziellen Wettbewerb von Distrigaz, die vor dem Zusammenschluss einer der am besten aufgestellten Wettbewerber von GDF war, wiederherzustellen.

Märkte für die Lieferung von i) H-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest und ii) L-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in der Zone Nord

1220. Auf den Märkten für die Lieferung von i) H-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in den Zonen Nord, Ost, West, Süd und Südwest und ii) L-Gas an Haushaltskunden ab 1. Juli 2007 in der Zone Nord werden die Verpflichtungszusagen es ermöglichen, den potenziellen Wettbewerb von Distrigaz, die vor dem Zusammenschluss einer der am besten aufgestellten Wettbewerber von GDF war, wiederherzustellen.

Märkte für die Lieferung von i) H-Gas an Stromerzeuger in den Zonen Nord und Ost und ii) L-Gas an Stromerzeuger in der Zone Nord

1221. Auf den Märkten für die Lieferung von i) H-Gas an Stromerzeuger in den Zonen Nord und Ost und ii) L-Gas an Stromerzeuger in der Zone Nord werden die Verpflichtungszusagen es ermöglichen, den potenziellen Wettbewerb von Distrigaz, die vor dem Zusammenschluss einer der am besten aufgestellten Wettbewerber von GDF war, wiederherzustellen. Da sie ein lebensfähiges Unternehmen bleiben wird, das wirksam mit der neuen fusionierten Einheit konkurrieren kann, wird Distrigaz die erforderlichen Erdgasressourcen besitzen, um den Stromerzeugern die von ihnen geforderte langfristige Versorgung zuzusichern.

Schlussfolgerung zu den Erdgasmärkten Frankreichs

1222. Die Kommission gelangt daher zu dem Schluss, dass die von den Parteien vorgelegten Abhilfemaßnahmen ausreichen, um zu verhindern, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den französischen Gasmärkten erheblich behindert, ohne dass zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise ein Gas-Release-Programm erforderlich sind.

G) Auswirkungen der Verpflichtungszusagen auf die Strommärkte Belgiens

1223. Der Verkauf der Beteiligung von GDF an SPE (in Verbindung mit den anderen, für die Erdgasmärkte vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen betrachtet) reicht aus, um die Wettbewerbsbedingungen wiederherzustellen.

1224. Die Veräußerung von SPE wird die derzeitigen horizontalen Überschneidungen auf den Elektrizitätsmärkten beseitigen. Die Veräußerung von Distrigaz, die Zugang zu erheblichen Erdgasmenen und zu wesentlichen Flexibilitätsquellen hat, stellt einen lebensfähigen Wettbewerber der fusionierten Einheit in den Erdgasmärkten, einschließlich des Marktes für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger, wieder her (siehe auch oben). Die im Zusammenhang mit dem Zugang zu Infrastrukturen vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen werden die Offenheit des Marktes für die Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger erhöhen. Die vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen werden somit die durch den Zusammenschluss bewirkten vertikalen Probleme der Abschottung beseitigen. Die Wettbewerbsbedingungen im Bereich der Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger, einschließlich von SPE und zukünftigen neuen Erzeugern, werden damit wiederhergestellt.

1225. Die vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen für die Erdgasmärkte, einschließlich der Lieferung von Erdgas an Wiederverkäufer, stellen die Möglichkeiten für die Stromanbieter, darunter SPE, duale Angebote zu unterbreiten, wieder her.

Schlussfolgerung zum Elektrizitätsmarkt Belgiens

1226. Die Kommission gelangt daher zu dem Schluss, dass die von den Parteien vorgelegten Abhilfemaßnahmen ausreichen, um zu verhindern, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb auf den belgischen Elektrizitätsmärkten erheblich behindert.

H) Auswirkungen der Veräußerung von Cofathec Coriance auf den Markt der Fernwärmenetze in Frankreich

1227. Die Verpflichtungszusage zur Beseitigung der auf dem Markt der Fernwärmenetze in Frankreich festgestellten Probleme (durch Veräußerung der Tochtergesellschaft von GDF, Cofathec Coriance) würde die durch den Zusammenschluss bewirkte horizontale Überschneidung beseitigen. Angesichts der Zahl der Netze ([...]* und der erzeugten Wärmemenge ([...]* GWh), die veräußert werden und die im Vergleich zu denen von Idex ([...]* Netze, [...]* GWh) und Socram ([...]* Netze, [...]* GWh) erheblich sind, ist die Lebensfähigkeit der veräußerten Einheit gewährleistet. Die veräußerte Einheit wird infolgedessen in der Lage sein, sich als glaubwürdiger Marktteilnehmer an Ausschreibungen zu beteiligen und so den Wettbewerb zu beleben, auch für den angesprochenen Fall, dass Socram nicht als von den Parteien unabhängiger Wettbewerber betrachtet werden können sollte.
1228. Da die Verpflichtungszusage die horizontale Überschneidung strukturell und deutlich umrissen vollständig beseitigen wird, ist die Kommission der Ansicht, dass die Verpflichtungszusage ausreicht, um die in dieser Entscheidung in Bezug auf diesen Markt genannten Wettbewerbsprobleme auszuräumen.

F. SCHLUSS

1229. Unter Berücksichtigung der bisherigen Ausführungen und vorbehaltlich der vollständigen Erfüllung der von den Parteien am 13. Oktober 2006 vorgelegten Verpflichtungszusagen ist die Kommission der Ansicht, dass der angemeldete Zusammenschluss wirksamen Wettbewerb im Gemeinsamen Markt oder in einem wesentlichen Teil desselben nicht erheblich behindern wird. Vorbehaltlich der vollständigen Erfüllung der in Anhang II zu dieser Entscheidung enthaltenen Verpflichtungszusagen muss der Zusammenschluss daher gemäß Artikel 2 Absatz 2 und Artikel 8 Absatz 2 der Fusionskontrollverordnung und Artikel 57 des EWR-Abkommens für mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen vereinbar erklärt werden.

HAT FOLGENDE ENTSCHEIDUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Der angemeldete Zusammenschluss, durch den die Gruppen Gaz de France und Suez gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a) der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 fusionieren, wird für mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen vereinbar erklärt.

Artikel 2

Artikel 1 ergeht vorbehaltlich der vollständigen Erfüllung der Bedingungen unter den Ziffern 1 bis 4, 6 bis 11, 13, 19, 20, fünfter Gedankenstrich, 21, 22, , 28, 31, 34, 51 bis 54, 56, 58, 61, 62, 64, 65, 70 von Anhang II.

Artikel 3

Artikel 1 ergeht vorbehaltlich der vollständigen Erfüllung der Auflagen, die sich aus den unter den anderen Ziffern von Anhang II genannten Verpflichtungszusagen ergeben.

Artikel 4

Diese Entscheidung ist gerichtet an:

GAZ DE FRANCE

23, rue Philibert Delorme
75008 Paris
Frankreich

SUEZ

16, rue de la Ville l'Evêque
75008 Paris
Frankreich

Brüssel, den 14. XI. 2006

Für die Kommission
Neelie Kroes

(gezeichnet)

Mitglied der Kommission

Anhang 1: Stromhandelsmarkt

Diese Tabellen fassen die Antworten auf Frage 25(f) des Fragebogens 'potential competitors electricity' zusammen.

R(1) = RWE (Nr. 14744)

R(2) = EDF (Nr. 15074)

R(3) = SPE (Nr. 13997)

R(4) = Nuon (Nr. 13797)

R(5) = Shell (Nr. 13184)

R(6) = Vattenfal (Nr. 13541)

R(7) = Centrica (Nr. 13872)

Bid-Offer-Spread am Spotmarkt (€/MWh)

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien		1.00-4.00	1.00	3.00-4.00		0.5-1.00	
Deutschland		0.2.-0.5				0.00-0.50	
Frankreich		0.30-1.5	1.00	1.00-2.00		0.1-0.50	
Niederlande		0.50-2.00	0.25	1.00-2.00		0.25-0.75	
Vereinigtes Königreich		0.30-2.00					

Bid-Offer-Spread am Terminmarkt

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien		1.0-2.0 (Monat und Quartal) 0.25-0.75 (Kal. 07)	0.50 (Monat, Quartal und Jahre)	Selten 'two-way market'		0.5-2.00 (je nach Produkt)	
Deutschland		0.05-0.4				0.15- 1.00 (je nach Produkt)	
Frankreich		0.10-0.65	0.50 (Monat, Quartal und Jahre)	0.10-0.60		0.25-2 (je nach Produkt)	
Niederlande		0.50-1.00 (Monat, Quartal) 0.2-0.3 (Kal. 07)	0.25 Monat 0.50 Quartal und Jahr	0.10-0.60		0.25-2 (je nach Produkt)	
Vereinigtes Königreich		0.15-0.3					

Verfügbarkeit und Preis der Grund- und Spitzenlastprodukte

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien	Fast kein Handel mit Peak	Nur Base, Pas de pointe	Base verfügbar, aber nicht immer zu angemessenem Preis, fast kein Peak	Markt inaktiv bei Base und Peak	Begrenzt	Unzureichend für alle Produkte	
Deutschland	Verschiedene Typen verfügbar	Base, Peak und Off-Peak		Deutscher Preis, aber geringere Mengen		Ausreichend für alle Produkte bis auf „front quarter“ Peak	Base und Peak liquide
Frankreich	Derzeit Knappheit bei Peak	Base, Peak und Off-Peak	Ok	Markt aktiv bei Base und Peak		Ausreichend bis auf „front quarter“ Base und Peak	Base und Peak illiquide
Niederlande	Knappheit bei Peak	Vor allem Base und Off-Peak	Ok	Markt aktiv bei Base und Peak		Ausreichend für alle Produkte bis auf „front quarter“ Base und Peak	
Vereinigtes Königreich	Verschiedene Kontrakte verfügbar Derzeit Knappheit bei Peak	Base, Peak, Off-Peak					Liquide für bestimmte kurzfristige Base- und Peak-Kontrakte, illiquide bei Future Peak

Verfügbarkeit der Kontrakte mit verschiedenen Vorlauf- und Erfüllungszeiträumen

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien	Verfügbar	Spot, erste 2 Monate, 2 Quartale 2 Jahre. Keine langen Fristen (y+3 und mehr)	Spot, Monat M+1 verfügbar Günstigster Fall: zwei Monate und 2 Jahre	Spot, Monat (M+1) und Jahr (A+1) für Base. Kein Markt andere Quartale und Monate	Begrenzt	Unzureichend für alle Produkte	
Deutschland	Verfügbar	Kurzfristig, 6 Monate, 7 Quartale, 4 Jahre		Marktlíquide für alle Produkte		Ausreichend für alle Produkte bis auf „front quarter“ Peak	Tage, Wochen, Monate und Jahre liquide
Frankreich	Verfügbar	Kurzfristig, 6 Monate, 7 Quartale, 4 Jahre	Spot, 3 Monate 2-3 Quartale, 3 Jahre	M+1 und A+1 liquide, andere Futures illíquide		Ausreichend bis auf „front quarter“ Base und Peak	Tage, Wochen, Monate und Jahre illíquide
Niederlande	Verfügbar	Spot, 2 Wochen, 3 Monate, 6 Quartale, 4 Jahre	Spot, 2 oder, 3 Monate ahead, 3-4 Quartale, 3 Jahre			Ausreichend für alle Produkte bis auf „front quarter“ Base und Peak	
Vereinigtes Königreich	Verfügbar	Spot, 3 Wochen, 3 Monate, 2 Quartale, 6 Saisons					Tage, Wochen und Monate (m+1) liquide, illíquide bei Futures

Zahl der Bids und Offers zu einem gegebenen Zeitpunkt (in der Zahl der Bids/Offers)

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien		0/2	1/1	5-10	1/1	5	
Deutschland		Sehr liquide		200		20	
Frankreich		Etwas weniger liquide als der deutsche Markt	2/2	50-100		10	
Niederlande		2-5	3/3	50-100		10	
Vereinigtes Königreich		1/5					

Zahl der Teilnehmer, Angebotsseite

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien	5	2 Erzeuger	1	<5	7	5	
Deutschland	34	4 Erzeuger und Hunderte auf kommunaler Ebene		>50		50	
Frankreich	10	3	2	>10		10	
Niederlande	18	6 Erzeuger	3	>10		10	
Vereinigtes Königreich		10 Erzeuger					

Zahl der Teilnehmer, Nachfrageseite

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien	5	>10	1	>10	12	5	
Deutschland	34	>15		>100		100	
Frankreich	10	>5	2	>20		10	
Niederlande	18	>15	3	>20		10	
Vereinigtes Königreich		>10					

Art der Teilnehmer (physisch (P)/finanziell (F))

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien	F und P	P	P		Überwie gend P	P und F = 90/10%	
Deutschland	F und P	F und P				P und F = 80/20%	F und P
Frankreich	F und P	P	P und F				F und P
Niederlande	F und P	P	P und F			P und F = 90/10%	
Vereinigtes Königreich		F und P					F und P

Zahl der Bids and Offers zu einem gegebenen Zeitpunkt (Bids/Offers in MW)

Land	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)	R(5)	R(6)	R(7)
Belgien			Spot 75, Futures 10 oder nichts	25-50		50	
Deutschland				>1000		200	
Frankreich			Spot 200, Futures 25	>500		100	
Niederlande			Spot 150, Futures 50	>500		100	
Vereinigtes Königreich		Etwas weniger liquide als der deutsche Markt					

DE

ANHANG II

Der Originaltext der Bedingungen und Auflagen gemäß Artikel 2 und 3 kann auf folgender Webseite der Kommission eingesehen werden:

http://ec.europa.eu/comm/competition/index_en.html



EUROPÄISCHE KOMMISSION

GD Wettbewerb

Politik und strategische Unterstützung
Prioritäten für die Durchsetzung und Kontrolle der Entscheidungen

STELLUNGNAHME

des **BERATENDEN AUSSCHUSSES** für **UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLÜSSE**

– 144. Sitzung vom 25. Oktober 2006 –

betreffend den **Entscheidungsentwurf** in der

Sache **COMP/M.4180 – Gaz de France/Suez**

Berichterstatter: SCHWEDEN

-
1. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass das angemeldete Vorhaben einen Zusammenschluss im Sinne von Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a der Fusionskontrollverordnung (Verordnung (EG) Nr. 132/2004) darstellt.
 2. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich der **Lieferung von Erdgas in Belgien** die folgenden **Märkte sachlich** relevant sind:
 - (a) Die sachlich relevanten Märkte für die Lieferung von Erdgas sollen in zwei getrennte sachlich relevante Märkte - für L-Gas und H-Gas - aufgeteilt werden.
 - (b) Lieferung von Erdgas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer.
 - (c) Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger/Gaskraftwerke.
 - (d) Lieferung von Erdgas an große Industriekunden.
 - (e) Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden.
 - (f) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden.
 - (g) Erdgashandel an einem Hub.
 3. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich der **Lieferung von Erdgas in Belgien** die folgenden **Märkte räumlich** relevant sind:
 - (a) Lieferung von Erdgas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer – nationaler Markt.
 - (b) Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger – nationaler Markt.
 - (c) Lieferung von Erdgas an große Industriekunden – nationaler Markt.
 - (d) Lieferung von Erdgas an kleine Industrie- und Gewerbekunden – nationaler Markt.
 - (e) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden – nationaler oder regionaler räumlicher Markt. Sollten diese Märkte regional abgegrenzt werden, so würde

der sachlich relevante Markt in der Region Brüssel-Hauptstadt lediglich L-Gas beinhalten.

(f) Ergashandel an einem Hub – belgischer Hub und britischer Hub.

Die Mehrheit der Mitgliedstaaten stimmt mit der Kommission überein, eine Minderheit ist bei Punkt (f) anderer Meinung.

4. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich der **Lieferung von Erdgas in Frankreich** die folgenden **Märkte sachlich** relevant sind:

- (a) Die sachlich relevanten Märkte für die Lieferung von Erdgas im Bilanzkreis Nord sollen in zwei getrennte sachlich relevante Märkte - für L-Gas und H-Gas - aufgeteilt werden.
- (b) Lieferung von Erdgas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer.
- (c) Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger/Gaskraftwerke.
- (d) Lieferung von Erdgas an große Industrie- und Gewerbekunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Gasversorgers Gebrauch gemacht haben).
- (e) Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden (die von ihrem Recht auf freie Wahl des Gasversorgers Gebrauch gemacht haben).
- (f) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden (die ab 1. Juli 2007 ihren Gasversorger frei wählen können).

5. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens im Hinblick auf die **Lieferung von Erdgas in Frankreich** die **räumlich relevanten Märkte** anhand der regionalen Bilanzkreise abgegrenzt werden und jeder Bilanzkreis für alle in Frage 4 genannten Produktmärkte einen räumlich relevanten Markt darstellt.

6. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich der **Lieferung von Strom in Belgien** die folgenden **Märkte sachlich** relevant sind:

- (a) Stromerzeugung und Stromgroßhandel.
- (b) Stromhandelsmarkt.
- (c) Ausgleichsenergie und Hilfsdienste.
- (d) Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden (> 70kV).
- (e) Lieferung von Strom an kleine Industrie- und Gewerbekunden (< 70kV).
- (f) Lieferung von Strom an Haushaltskunden.

7. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens die folgenden **räumlichen Märkte für die Lieferung von Strom in Belgien** relevant sind:

- (a) Stromerzeugung und Stromgroßhandel – nationaler Markt.
- (b) Stromhandelsmarkt – nationaler Markt.
- (c) Ausgleichsenergie und Hilfsdienste – nationaler Markt.
- (d) Lieferung von Strom an große Industrie- und Gewerbekunden – nationaler Markt.

- (e) Lieferung von Strom an kleine Industrie- und Gewerbekunden – nationaler Markt.
 - (f) Lieferung von Strom an zugelassene Haushaltskunden – regionaler oder nationaler Markt (bleibt offen).
8. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich des **Fernwärmesektors in Frankreich** die folgenden **Märkte sachlich** relevant sind:
- Markt für den konzessionierten Betrieb der Fernwärmenetze.
9. a. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass für die Würdigung dieses Vorhabens bezüglich des **Fernwärmesektors in Frankreich** die folgenden **Märkte räumlich** relevant sind:
- Markt für den konzessionierten Betrieb der Fernwärmenetze – nationaler Markt.
9. b. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass es für die Würdigung dieses Vorhabens nicht erforderlich ist, bei der Abgrenzung der sachlich und räumlich relevanten Märkte bezüglich etwaiger horizontaler Überschneidungen oder vertikaler Beziehungen zwischen den beteiligten Unternehmen in Luxemburg, dem VK, den Niederlanden und Ungarn zu einer Schlussfolgerung zu gelangen.
10. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass der geplante Zusammenschluss auf folgenden Märkten wahrscheinlich zu einer **erheblichen Beeinträchtigung des wirksamen Wettbewerbs** im Gemeinsamen Markt oder in einem wesentlichen Teil desselben sowie im EWR führen wird:

Belgien:

- (a) Lieferung von Erdgas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer.
- (b) Lieferung von Erdgas an Stromerzeuger.
- (c) Lieferung von Erdgas an große Industriekunden.
- (d) Lieferung von Erdgas an kleine Industriekunden.
- (e) Lieferung von Erdgas an Haushaltskunden.
- (f) Stromerzeugung und Stromgroßhandel.
- (c) Ausgleichsenergie und Hilfsdienste.
- (h) Lieferung von Strom an große Industriekunden.
- (i) Lieferung von Strom an kleine Industriekunden.
- (j) Lieferung von Strom an Haushaltskunden.

Frankreich:

(a) Märkte für die Lieferung von H-Gas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer in den Bilanzkreisen Nord und Ost und Markt für die Lieferung von L-Gas an zwischengeschaltete Wiederverkäufer im Bilanzkreis Nord.

(b) Märkte für die Lieferung von (i) H-Gas an Stromerzeuger in den Bilanzkreisen Nord und Ost und von (ii) L-Gas an die Stromerzeuger im Bilanzkreis Nord.

(c) Märkte für die Lieferung von H-Gas an große Industriekunden, die in den Bilanzkreisen Nord, Ost, West und Süd von ihrem Recht auf freie Wahl des Gasversorgers Gebrauch gemacht haben.

(d) Märkte für die Lieferung von H-Gas an kleine Industriekunden, die in den Bilanzkreisen Nord, Ost, West, Süd und Südwest von ihrem Recht auf freie Wahl des Gasversorgers Gebrauch gemacht haben.

(e) Märkte für die Lieferung von L-Gas an (i) große Industriekunden, die von ihrem Recht auf freie Wahl des Gasversorgers Gebrauch gemacht haben, und an (ii) kleine Industriekunden, die von diesem Recht im Bilanzkreis Nord Gebrauch gemacht haben.

(f) Märkte für die Lieferung von (i) H-Gas an Haushaltskunden in den Bilanzkreisen Nord, Ost, West, Süd und Südwest ab 1. Juli 2007 und von (ii) L-Gas an Haushaltskunden im Bilanzkreis Nord ab 1. Juli 2007.

(g) Markt für den konzessionierten Betrieb der Fernwärmenetze.

11. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass die **Verpflichtungen ausreichen**, um die erheblichen Beeinträchtigungen des Wettbewerbs in den in Frage 10 genannten Märkten zu beseitigen. Die Mehrheit der Mitgliedstaaten stimmt mit der Kommission darin überein, eine Minderheit ist anderer Meinung.

12. Der Beratende Ausschuss stimmt mit der Kommission darin überein, dass vorbehaltlich der Erfüllung aller von den beteiligten Unternehmen angebotenen Verpflichtungen und unter Berücksichtigung der Gesamtheit der Verpflichtungen der geplante Zusammenschluss den **wirksamen Wettbewerb** im Gemeinsamen Markt oder einem wesentlichen Teil desselben **nicht erheblich beeinträchtigt**, insbesondere nicht durch Begründung oder Verstärkung einer beherrschenden Stellung im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 und Artikel 8 Absatz 2 der Fusionskontrollverordnung und Artikel 57 EWR-Abkommen. Die Mehrheit der Mitgliedstaaten stimmt mit der Kommission darin überein, eine Minderheit ist anderer Meinung.

13. Der Beratende Ausschuss ersucht die Kommission, alle anderen in der Sitzung angesprochenen Punkte zu berücksichtigen.

<u>BELGIË/BELGIQUE</u>	<u>ČESKÁ REPUBLIKA</u>	<u>DANMARK</u>	<u>DEUTSCHLAND</u>	<u>EESTI</u>
K. BOEYKENS	---	---	M. HERBERT	---
<u>ELLADA</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>FRANCE</u>	<u>IRELAND</u>	<u>ITALIA</u>
---	J. FORNELLS DE FRUTOS	E. CUZIAT	---	A. VENANZETTI
<u>KYPROS/KIBRIS</u>	<u>LATVIJA</u>	<u>LIETUVA</u>	<u>LUXEMBOURG</u>	<u>MAGYARORSZÁG</u>
---	---	---	---	---
<u>MALTA</u>	<u>NEDERLAND</u>	<u>ÖSTERREICH</u>	<u>POLSKA</u>	<u>PORTUGAL</u>
---	J. DE MAA	I. SCHNEIDER	A. ZAWŁOCKA	J. LOPES
<u>SLOVENIJA</u>	<u>SLOVENSKO</u>	<u>SUOMI-FINLAND</u>	<u>SVERIGE</u>	<u>UNITED KINGDOM</u>
---	---	K. KOIVUNEN	C. BERGER	F. PEÑA



ABSCHLUSSBERICHT DES ANHÖRUNGSBEAUFTRAGTEN
IN DER SACHE COMP/M.4180 – Gaz de France /Suez

(Artikel 15 und 16 des Beschlusses 2001/462/EG, EGKS der Kommission vom 23. Mai 2001 über das Mandat von Anhörungsbeauftragten in bestimmten Wettbewerbsverfahren - ABl. L 162 vom 19.6.2001, S. 21)

Am 10. Mai 2006 ist die Anmeldung eines Zusammenschlusses nach Artikel 4 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates (Fusionskontrollverordnung) bei der Kommission eingegangen. Danach ist Folgendes beabsichtigt: Die Unternehmen Gaz de France und Suez fusionieren im Sinne von Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a durch Aktientausch.

In ihrer Entscheidung vom 19. Juni 2006 stellte die Kommission fest, dass der angemeldete Zusammenschluss Anlass zu ernsthaften Bedenken hinsichtlich seiner Vereinbarkeit mit dem Gemeinsamen Markt und dem EWR-Abkommen gibt. Daher leitete die Kommission das Verfahren gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c der Fusionskontrollverordnung ein.

Am 18. August 2006 wurde den beteiligten Unternehmen eine Mitteilung der Beschwerdepunkte übermittelt, auf die sie bis zum 1. September 2006 antworten sollten. Am selben Tag wurden ihnen bis zum 21. August Akteneinsicht gewährt. Die beteiligten Unternehmen antworteten auf die Mitteilung der Beschwerdepunkte innerhalb der ihnen gesetzten Frist.

Den Beteiligten wurde am 9. und 20. Oktober zusätzliche Akteneinsicht gewährt. Dies ermöglichte es ihnen, zu den Beschwerdepunkten im Sinne des Artikels 18 Absatz 1 der Fusionskontrollverordnung Stellung zu nehmen.

Die Beteiligten verzichteten darauf, ihre Argumente in einer mündlichen Anhörung näher auszuführen.

Einige Wettbewerber und Kunden dieser Unternehmen waren als betroffene Dritte gemäß Artikel 18 Absatz 4 der Fusionskontrollverordnung zum Verfahren zugelassen. Sie wurden durch Übersendung einer nicht vertraulichen Fassung der Beschwerdepunkte über Art und Gegenstand des Verfahrens unterrichtet. Dagegen wies ich den Antrag des Europäischen Gewerkschaftsverbands für den Öffentlichen Dienst (EGÖD) zurück, der darauf gerichtet war, eine nicht vertrauliche Fassung der Beschwerdepunkte zu erhalten. Insbesondere stellte ich fest, dass EGÖD weder ein anerkannter Arbeitnehmervertreter der beteiligten

Unternehmen noch ein Verbraucherverband im Sinne des Artikels 11 lit. c) Verordnung 802/2004⁷⁷⁵ darstellte und kein hinreichendes Interesse am Verfahren dargelegt hatte.

Am 20. September 2006 boten die beteiligten Unternehmen Verpflichtungen an, um die in der Mitteilung der Beschwerdepunkte dargelegten wettbewerbsrechtlichen Bedenken auszuräumen. Die angebotenen Verpflichtungen wurden einer Marktuntersuchung unterzogen, deren Ergebnisse darauf hindeuteten, dass die angebotenen Verpflichtungen unzureichend waren, um die Wettbewerbsbedenken zu beseitigen, die die Kommission festgestellt hatte. Den Beteiligten wurde unverzüglich Einsicht in alle nichtvertraulichen Fassungen der Antworten auf die Marktuntersuchung gewährt. Ich bin nicht ersucht worden, die Objektivität der Marktuntersuchung zu überprüfen.

Am 10. Oktober 2006 beschloss die Kommission im Einvernehmen mit den beteiligten Unternehmen, das Verfahren gemäß Artikel 10 Absatz 3 Unterabsatz 2 um fünf Arbeitstage zu verlängern.

Daraufhin legten die Beteiligten am 13. Oktober 2006 neue geänderte Verpflichtungszusagen vor, um die verbliebenen Wettbewerbsbedenken zu beseitigen. Die Beteiligten zeigten an, dass diese Verpflichtungszusagen jene ersetzen sollten, die am 20. September unterbreitet worden waren.

Im Entscheidungsentwurf wird vorbehaltlich der vollständigen Einhaltung der am 13. Oktober 2006 vorgelegten Verpflichtungszusagen der Schluss gezogen, dass der geplante Zusammenschluss den wirksamen Wettbewerb nicht erheblich beeinträchtigen wird und daher mit dem Binnenmarkt und dem EWR-Abkommen vereinbar ist.

Der Anspruch aller an diesem Verfahren Beteiligten auf Anhörung ist meines Erachtens gewahrt worden.

Brüssel, den 30. Oktober 2006

(unterschrieben)
Serge DURANDE

⁷⁷⁵ Verordnung (EG) Nr. 802/2004 der Kommission vom 7. April 2004 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (Durchführungsverordnung), ABl. Nr. L 133 vom 30.4.2004, S.1