

Nederlands aardgas: van export naar flexport

Aan de hand van een simulatie van verschillende seizoenspatronen van vraag en aanbod wordt aangegeven dat er een behoefte aan grootschalige gasopslag zal ontstaan, waarmee Nederland een positie als flexibele leverancier in de Europese gasmarkt kan behouden.

Recentelijk gaf het kabinet Balkenende in haar *Visie op de gasmarkt* aan dat Nederland weer een actieve rol in de Europese gasmarkt moet gaan spelen, als 'gasrotonde' voor de inkoop, verkoop en opslag van in Nederland geproduceerd en geïmporteerd aardgas (Minez, 2006). Hiermee lijkt een einde gekomen aan een periode van terughoudendheid in het voeren van beleid met betrekking tot de gasindustrie, anders dan het nastreven van een liberalisering van de gasmarkt. Deze positie moet gezien worden tegen het licht van een drietal ontwikkelingen op de internationale energiemarkt. Die kenmerkt zich door de stijgende vraag naar olie en gas, vooral in Azië, de toenemende Europese afhankelijkheid van een klein aantal producenten in Rusland, Noord-Afrika en het Midden-Oosten en de groeiende verwevenheid van de regionale gasmarkten in de Verenigde Staten, Europa en Azië, door de grotere rol van vloeibaar aardgas (LNG) (Minez, 2006). In navolging van een recent advies van de Algemene Energieraad en de Adviesraad Internationale Vraagstukken (AER/AIV, 2005) stelde de minister van economische zaken bovendien dat de Europese energievoorziening vanuit een geopolitiek perspectief tegemoet getreden zou moeten worden met een actieve betrokkenheid van overheden.

Bovendien lijkt de verbouwing van het Nederlandse 'Gasgebouw' afgerond te zijn. Dit heeft per 1 juli 2005 geleid tot de opdeling van Gasunie in, enerzijds, NV Nederlandse Gasunie als gastransportbedrijf en, anderzijds, een handelsbedrijf voor de inkoop en verkoop van aardgas: Gasunie Trade & Supply. NV Nederlandse Gasunie is volledig in staatseigendom gekomen door overname van de aandelen van de private aandeelhouders Shell en ExxonMobil. Gasunie Trade & Supply (T&S) blijft een publiek-private joint venture van Shell (25 procent), ExxonMobil (25 procent) en de Nederlandse Staat (50 procent). T&S koopt gas in van de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), een 50/50 joint venture van Shell en ExxonMobil die het

leeuwendeel van het Nederlandse gas produceert en het Groningenveld exploiteert, maar ook van kleinere producenten in Nederland en buitenlandse leveranciers, onder meer uit Noorwegen en Rusland. T&S verhandelt het ingekochte gas aan retailleveranciers als Essent, NUON en Eneco, aan grootverbruikers en aan buitenlandse afnemers.

Het is duidelijk dat de Nederlandse Staat een centrale rol blijft spelen, als honderdprocenteigenaar en beheerder van de landelijke infrastructuur en als vijftig procent aandeelhouder in de handelsactiviteiten, terwijl ook het staatsaandeel in de gasproductie, via de consortia met Energie Beheer Nederland (EBN), ongewijzigd blijft. Gegeven het hernieuwde streven naar een actieve Nederlandse rol op de Europese gasmarkt, rijst de vraag hoe de overheid hieraan gaat vormgeven. In dit artikel wordt gekeken naar een mogelijke marktpositie van Nederland aan de hand van een analyse van vraag- en aanbodpatronen van importerende en exporterende landen. Naast de totale jaarlijks verhandelde volumes, zal er vooral aandacht worden besteed aan de seizoensflexibiliteit in levering van gas door verschillende leveranciers: de *flexport*. Hiertoe zullen data gebruikt worden uit de *IEA Natural Gas Balances and Trade – Historical*, een bestand dat maandelijkse gegevens bevat van de productie, de import en export, de consumptie en de toevoeging en onttrekking van gas uit opslagen, over de periode januari 1984 tot december 2004.

Behoeftte aan flexibiliteit

Een belangrijke overweging met betrekking tot de Europese gasmarkt is dat, omdat de vraag naar gas blijft groeien, er steeds grotere hoeveelheden gas vanaf ver gelegen velden naar Europa getransporteerd zullen moeten worden. De noodzaak tot het importeren van steeds grotere hoeveelheden gas is het gevolg van een teruglopende 'eigen' gasproductie binnen de Europese Unie. De import van gas uit Noorwegen, Rusland en andere voormalige Sovjet-republieken, Noord-Afrika en het Midden-Oosten zal dan ook toenemen. Deze importen zullen deels plaatsvinden via bestaande en nieuwe langeafstandspijpleidingen. Daarnaast zal er vanuit gebieden overzee vloeibaar aardgas (LNG) met tankers naar Europa getransporteerd worden, waarna het als gas verder zal worden geleid via de traditionele transmissie- en distributienetwerken (CIEP, 2004). Deze marktontwikkelingen hebben belangrijke consequenties voor de manier waarop vraag en aanbod met elkaar in balans gebracht worden. Deze balans

AAD CORRELJÉ

De auteur is werkzaam bij de sectie Economie van Infrastructuren, Faculteit Technologie Beleid en Management, TU Delft en verbonden aan het Clingendael International Energy Programme.
A.F.Correlje@tudelft.nl

is essentieel voor het functioneren van het gas-transportstelsel, zowel op de korte als de langere termijn. Op de zeer korte termijn moet er steeds ongeveer even veel gas in het transportsysteem ingevoerd worden als er verbruikt wordt. Daarnaast kent de behoefte aan gas een sterke variatie naar gelang het moment op de dag, de weekdag en het seizoen. Dit patroon is opgebouwd uit de stabiele gasvraag van de industrie, de minder stabiele vraag van de elektriciteitssector en de sterke seizoensgevoelige vraag van de huishoudens. Tijdens de ochtend- of een avondpiek van een doordeweekse dag in een koude januarimaand is de vraag naar gas veel groter dan op een zomerse zondagmiddag. Het is noodzakelijk dat, in de eerste plaats, het systeem voldoende transportcapaciteit heeft om het piekgas te kunnen leveren. In de tweede plaats moet het aanbod van gas voldoende flexibel zijn om de dagelijkse, wekelijkse en seizoenspieken en -dalen te accommoderen.

De groei van het gasgebruik in Europa heeft tot gevolg dat de absolute behoefte aan flexibiliteit stijgt. Daarnaast zal zich mogelijk een relatieve toename van de piek voordoen, als gevolg van de groei van het aantal gasgestookte elektriciteitscentrales. Daar waar kolengestookte en kerncentrales basislast elektriciteit produceren, worden gasgestookte centrales over het algemeen in de piek ingezet, als de hoge prijzen voor elektriciteit de relatief hoge inkooprij voor gas rechtvaardigen (CIEP, 2005).

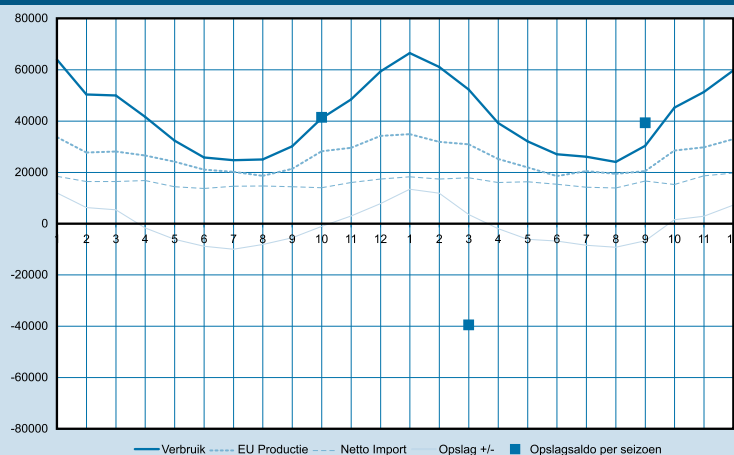
Aanbod van flexibiliteit

Er bestaan verschillende mogelijkheden om voldoende flexibiliteit te creëren. Deze mogelijkheden hebben betrekking op vraag en aanbod en houden rekening met verschillende tijdsdimensies. *Line-pack*, het opslaan van gas door drukverhoging in het leidingsysteem, genereert vooral dagflexibiliteit waarmee bijvoorbeeld de ochtendpiek van de volgende dag in het leidingnet opgevangen wordt. Dit wordt in het algemeen toegepast. Afschakelbare contracten met afnemers die alternatieven voor gas hebben, zoals *dual firing* met stookolie of diesel, worden minder toegepast. Dit vergt grote investeringen, onder meer als gevolg van milieueisen, die het zo nu en dan omschakelen naar stookolie onaantrekkelijk maken (Tönjes, 2005).

Aanbodflexibiliteit door middel van variatie in de productie van gas is van groot belang in de Europese context. Figuur 1 geeft inzicht in het belang van de seizoensvariatie van de interne gasproductie in vergelijking met de import uit Rusland en Algerije. Het Groningenveld en andere gasvelden in Nederland en het Verenigd Koninkrijk leveren een grote bijdrage aan deze flexibiliteit. Hoewel deze velden nog niet leeg zijn, neemt de productiedruk langzaam af en daarmee ook de flexibiliteit. In het Verenigd Koninkrijk is dit onherroepelijk. In Nederland bouwt de NAM op het Groningenveld grote compressoren

figuur 1

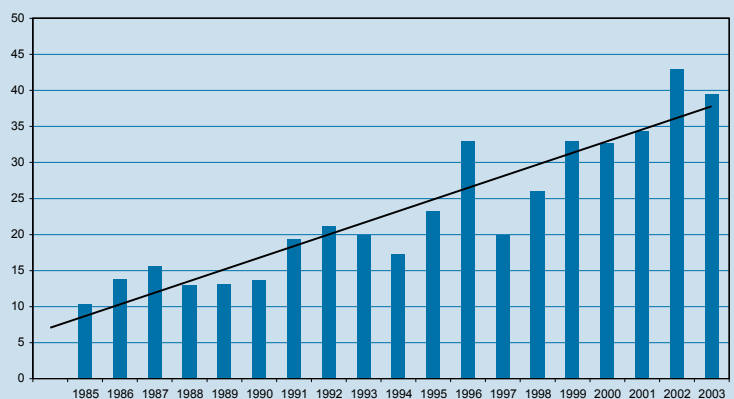
Gasvoorziening in OECD Europa in 2002 en 2003 (miljoen m³ per maand)



Bron: IEA Natural Gas Balances and Trade – Historical (2005).

figuur 2

Onttrekkingen aan opgeslagen aardgas in OECD Europa (miljard m³)



Bron: IEA Natural Gas Balances and Trade – Historical (2005).

om de flexibiliteit en capaciteit zoveel mogelijk op peil te houden. Ook wordt flexibiliteit gecreëerd door de opslag van gas in zoutcavernes, ondergrondse waterlopen (aquifers) of lege gasvelden. Zoutcavernes worden gebruikt voor kortetermijnflexibiliteit, waar weinig volume en relatief veel *send-out* capaciteit vereist is. Deze relatief goedkope vorm van opslag is sterk lokaal gericht. Overal zijn zoutlagen of kleine gasveldjes, maar transport van kortetermijnflexibiliteit door het transmissienet is relatief duur. Naarmate er meer gas op dagbasis verkocht wordt in de liberaliserende markt, worden dit soort opslagen steeds aantrekkelijker om te handelen op de spotmarkt. Aquifers en middelgrote gasvelden worden voor de seizoensopslag van veel grotere hoeveelheden gas gebruikt. Hoewel de investeringen voor dit soort opslag hoog zijn, zijn de kosten per m³ opgeslagen aardgas gerekend lager dan de kosten van cavernes. Vooral Duitsland, Frankrijk en Italië hebben ondergrondse opslagen, omdat deze landen traditioneel veel inflexibel gas ontvangen uit Rusland, Noorwegen en Noord-Afrika. Figuur 1 laat zien hoe in de zomerperiode de opslagen gevuld worden en hoe het opgeslagen gas in de winter weer geproduceerd wordt. Ook is zichtbaar hoeveel gas er ieder seizoen per saldo opgeslagen en onttrokken wordt aan de opslag. De teruglopende eigen flexibele productie heeft ertoe geleid dat er in Nederland en het Verenigd Koninkrijk ook een aantal ondergrondse gasopslagen is gebouwd. Figuur 2 illustreert de groeiende trend in

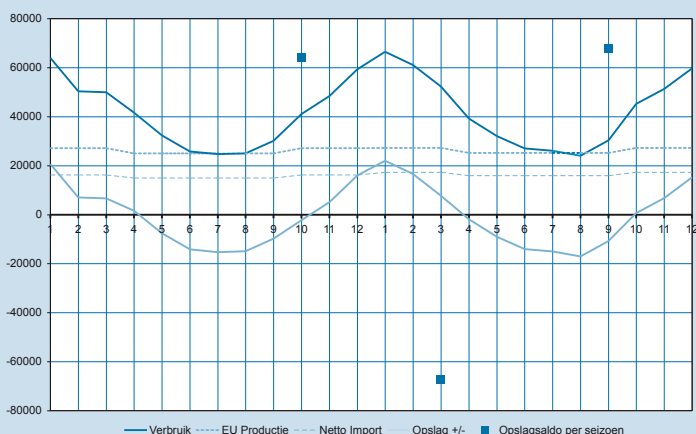
het gebruik van opslag in OECD Europa, waarbij de impact van de relatief koude winter van 1996 opvalt (Ilex, 2005; IEA, 2002).

Het variëren van de gasproductie naar gelang de vraag betekent dat kapitaal-intensieve productie- en transportsystemen maar een deel van de tijd gebruikt kunnen worden. Naarmate de gasvelden verder weg liggen, hogere productie-kosten kennen en langere pijpleidingen dan wel meer LNG schepen vereisen en bij grotere geopolitieke, transit- en marktrisico's, wordt het economisch minder aantrekkelijk om via de productie aanbodflexibiliteit te creëren. Daarnaast is het moeilijk om op grote afstanden met langdurig transport de balans tussen afname en productie goed te plannen.

Bovengenoemde verschuivingen hebben, enerzijds, een vergroting van de vraag naar flexibiliteit tot gevolg terwijl, anderzijds, de mogelijkheden tot flexibele productie afnemen. Figuur 3 toont een simulatie van het voorzieningspatroon van 2002 en 2003, waar hypothetisch aangenomen is dat er vrijwel geen sprake meer is van een flexibele interne productie en import. De consequentie is een toename in de behoefte aan opslagvolume met ongeveer zeventig procent en een verdubbeling van de noodzakelijke leveringscapaciteit van de opslag.

figuur 3

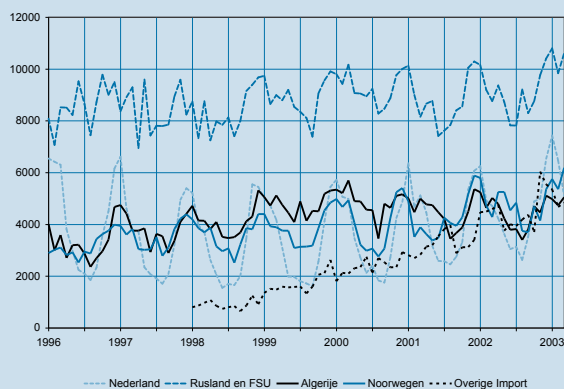
Gasvoorziening in OECD Europa in 2002 en 2003 bij relatief constante productie en import (miljoen m³ per maand)



Bron: IEA Natural Gas Balances and Trade – Historical (2005).

figuur 4

Export van gas naar OECD Europa (miljoen m³ per maand)



Bron: IEA Natural Gas Balances and Trade – Historical (2005).

Kansen voor Nederland

Bovenstaande analyse suggereert een toenemende behoefte aan flexibiliteit. Figuur 4 illustreert de huidige rol van Nederland in de voorziening van gas in OECD Europa in vergelijking met de andere leveranciers. Het is duidelijk dat Rusland absoluut gezien grote hoeveelheden levert. Hoewel Noorwegen en Algerije van groot belang blijven, nemen vanaf midden jaren negentig de leveringen uit andere landen toe, vooral uit het Verenigd Koninkrijk. Duidelijk is echter dat Nederland een grote rol blijft spelen in de voorziening van wintergas aan omliggende landen. Nederland is, ondanks de relatieve terugval van het aandeel in totale levering van gas naar de EU, in staat geweest deze rol te blijven spelen door middel van de variabele productie van Groningen en een aantal andere velden.

In de toekomst zal de Nederlandse productie terugvallen en zal de importinfrastructuur voor lange-afstandsgas uit Rusland en Noorwegen en voor LNG klaar moeten zijn. Er wordt momenteel onderhandeld over de nieuwe Baltic-leiding, die dertig tot vijftig miljard m³ gas per jaar gaat aanvoeren. De Russen zijn druk op zoek naar kopers van gas die via langetermijncontracten voldoende zekerheid bieden voor banken om de leiding en de bijbehorende upstream faciliteiten te financieren. De Duitse regering heeft het belang van de Baltic leiding ingezien en haar gasindustrie min of meer opdracht gegeven in de leiding deel te nemen. Andere landen, waaronder Nederland, hebben aanvankelijk echter een meer afwachtende houding ingenomen. Daarnaast overwegen verschillende partijen de bouw van LNG-terminals in Nederland, elk met een jaarvolume van ongeveer zes miljard m³.

Naast het creëren van importcapaciteit zal er voldoende opslag geconstrueerd moeten worden. Om minimaal aan de nationale behoefte van seizoensflexibiliteit te voldoen, kunnen leeggeproduceerde gasvelden worden benut. Om lokale kortetermijnflexibiliteit te creëren, kunnen cavernes benut worden. Dit is echter een minimumscenario, waarbij uitgegaan wordt van het eigen verbruik. Nederland kan er ook naar streven de rol van 'gasbankier' verder te blijven spelen (Spanjer, 2004). Gebruikmakend van de geografisch en geologisch gunstige locatie en van deels bestaande infrastructuur zou er ook naar gestreefd kunnen worden de levering van wintergas en andere flexibiliteitsbehoeften naar omringende landen te handhaven of te vergroten. Als er toch investeringen gedaan moeten worden in nieuwe pijpleidingen, opslag- en lokale transportinfrastructuur om de winterpiek in Nederland te belevaren, lijkt het optimaal om extra te investeren in flexport, door middel van een groter volume aan ondergrondse opslag met een robuustere send-out capaciteit. Capaciteitsuitbreiding van pijpleidingen biedt grote schaalvoordelen en sterk dalende marginale kosten, indien er in één keer een grotere pijp of faciliteit geconstrueerd

wordt. Daarbij is er een ruime aanwezigheid van lege gasvelden van verschillende omvang op verschillende locaties. Ook is het huidige netwerk nu al geschikt om flexibiliteit te exporteren naar bestaande markten en afnemers. De ontwikkeling naar een vrije markt, met minder rigide langetermijncontracten zal bovendien een stimulans kunnen vormen voor de vraag naar 'losse' flexibiliteit. De waarde daarvan zal mede bepaald worden op de spotmarkt door prijsverschillen tussen goedkoper gas in de zomer en duur gas in de winter.

Voorwaarden

Het nastreven van een actieve rol van Nederland in de Europese gasmarkt ligt vooral in het stimuleren van investeringen in opslag- en transportcapaciteit. Daartoe is het noodzakelijk dat de overheid randvoorwaarden schept. Dit is geen vrijblijvende keuze die nog jarenlang kan worden uitgesteld, aangezien er duidelijk sprake is van een *first mover*-voordeel en van netwerk- en schaalvoordelen. Potentiële concurrentie bestaat er vanuit Noord-Duitsland (Sedlacek, 2005). Wat eenmaal elders aan capaciteit en infrastructuur gebouwd is, komt niet meer naar Nederland. Versplintering door het bouwen van veel kleinschalige capaciteit leidt bovendien tot hogere kosten en maakt grootschalige investeringen later minder aantrekkelijk. Besluitvaardigheid lijkt daarom geboden.

De Nederlandse overheid zal moeten opereren binnen de Europese Gasrichtlijn 2003/55/EC, die zijn interpretatie vindt in de Nederlandse Gaswet en ministeriële regelingen. Deze regels bieden nog redelijk veel speelruimte voor een Nederlandse visie op de organisatie van de gasmarkt. De Nederlandse toezichthouder geeft daaraan invulling in richtlijnen en beleidsregels die de verantwoordelijkheden, verplichtingen en mogelijkheden bepalen van de verschillende partijen op de gasmarkt, zoals de netbeheerder, de beheerders van opslagfaciliteiten, gebruikers van die opslag, etcetera.

Regulering van toegang tot de opslag, als zodanig, lijkt niet de voornaamste kwestie, want in principe zou gasopslag zich tot een concurrerende activiteit moeten kunnen ontwikkelen bij voldoende belangstelling van investeerders (Esnault, 2003). Wat van groot belang is, is de onzekerheid die investeerders ondervinden vanwege de regulering. Onder het huidige gesternte kan een investering in gasopslag dan wel rendabel zijn, maar een onvoorziene wijziging van de regulering kan een investering in een dure opslag onrendabel maken. De zekerheid dat een investeerder niet plotseling met een verandering van de spelregels geconfronteerd wordt, kan volgens de Europese wetgeving worden gegeven door middel van een *exemption*. Daarmee belooft de regulator de gasopslag voor een periode van gewoonlijk twintig jaar met rust te laten. Het gemak waarmee dit geregeld kan worden zal bepalend zijn voor de hoeveelheid gasbergingen die er in Nederland zullen komen.

Naast het vraagstuk van de *exemptions* zijn er nog enkele zaken die om een oplossing vragen. Ten eerste dient onderkend te worden dat de gasopslag niet alleen voor de Nederlandse markt van belang is, maar ook voor omliggende landen. De DTe kijkt bij haar beoordeling van investeringen echter nog steeds alleen naar de Nederlandse markt. Ten tweede is er de rol van Gasunie Transport. Zal dit bedrijf zich moeten beperken tot een rol als nationale gastransporteur of zal de DTe toestaan dat het investeert in internationale connecties waaraan eigenaren van gasopslag en LNG-terminals behoefte hebben? Ten derde zijn er de vergunningen. Elke gasopslag vereist een MER-vergunning, er gelden strenge milieueisen en tal van belangenorganisaties kunnen protest aantekenen waardoor ongewenst veel uitstel of zelfs afstel wordt bereikt. Slechts indien bovenstaande aspecten op adequate wijze afgewikkeld zijn, kan er sprake zijn van een investeringsklimaat waarin Nederland een rol van belang kan blijven spelen op de Europese markt voor Flexport.

Conclusie

De rol van Nederland op de Europese gasmarkt wordt in belangrijke mate bepaald door de evolutie van de Europese en internationale energiemarkten en de positie daarin van aardgas. Verondersteld kan worden dat er sprake zal zijn van een stevige beleidsconcurrentie tussen de verschillende omliggende landen en hun ondernemingen om een deel van deze activiteiten te kunnen ontplooiën. Het is dan ook noodzakelijk om bij het bepalen van de reguleringkaders voor gasopslag en LNG-terminals tijdig rekening te houden met deze cruciale elementen voor een geschikt investeringsklimaat voor opslag en de bijbehorende transportcapaciteit, inclusief import en exportmogelijkheden.

LITERATUUR

- AER/AIV (Algemene Energieraad/Adviesraad Internationale Vraagstukken) (2005) *Energiek Buitenlands Beleid: Energievoorziening als nieuwe hoofddoelstelling*. Den Haag: Algemene Energieraad, Adviesraad Internationale Vraagstukken.
- CIEP (2004) *Natural gas supply for the EU in the short to medium term*. Clingendael Energy Paper. Den Haag: Clingendael International Energy Programme.
- CIEP (2005) *The European Market for Seasonal Gas Storage*. Clingendael Energy Paper. Den Haag: Clingendael International Energy Programme.
- Esnault, B. (2003) *The need for regulation of gas storage: the case of France*. *Energy Policy* 31 167-174.
- FERC (2004) *Current State of and Issues concerning Underground Natural Gas Storage*. Washington: Federal Energy Regulatory Commission, Staff report.
- ILEX Energy Consulting (2005) *Storage, gas prices and security of supply*. Oxford: ILEX Energy Consulting.
- IEA (2002) *Flexibility in natural gas demand and supply*. Paris: International Energy Agency.
- Minez (2006) *Visie op de Gasmarkt. Brief van mr. L.J. Brinkhorst aan de Tweede Kamer, 17 maart 2006, ET/EM 6009634*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.
- Sedlacek, R. von (2005) *Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland*. *Erdöl Erdgas Kohle*, 121 (11), 397-407.
- Spanjer, A. (2004) *Nederland gasbankierland*, *ESB*, 17 september, 442-443.
- Tönjes, C. (2005) *Gas to Power in Europe*. IGU/EDI/CIEP discussion paper. Den Haag: Clingendael International Energy Programme.