

DTe-jaarrapport naar de Europese Commissie

**2005 National Report
to the European Commission**

1	EXECUTIVE SUMMARY / IMPORTANT DEVELOPMENTS IN 2005	3
2	REGULERING EN PRESTATIE VAN DE ELEKTRICITEITSMARKT	5
2.1	REGULERINGSVRAAGSTUKKEN [ARTIKEL 23(1) BEHALVE “H”]	5
2.1.1	<i>Algemeen</i>	5
2.1.2	<i>Management en allocatie van interconnectiecapaciteit en mechanismen ter handhaving van transportbeperkingen</i>	5
2.1.3	<i>Regulering van taken van transmissie- en distributiebedrijven</i>	7
2.1.4	<i>Effective unbundling</i>	9
2.2	MEDEDINGINGSVRAAGSTUKKEN [ARTIKEL 23(8) EN 23(1)(H)]	10
2.2.1	<i>Beschrijving van de Groothandelsmarkt</i>	10
2.2.2	<i>Beschrijving van de detailhandelsmarkt voor Elektriciteit</i>	15
2.2.3	<i>Maatregelen ter vermindering van misbruik van marktmacht</i>	19
3	REGULERING EN PRESTATIE VAN DE GASMARKT	21
3.1	REGULERINGSVRAAGSTUKKEN [ARTIKEL 25(1)]	21
3.1.1	<i>Algemeen</i>	21
3.1.2	<i>Management en allocatie van interconnectiecapaciteit en mechanismen ter handhaving van transportbeperkingen</i>	21
3.1.3	<i>Reguleringsregime regionale netbeheerders</i>	22
3.1.4	<i>Effective Unbundling</i>	23
3.2	COMPETITION ISSUES [ARTICLE 25(1)(H)]	29
3.2.1	<i>Description of the wholesale market</i>	29
3.2.2	<i>Beschrijving van de Detailhandelsmarkt voor Gas</i>	33
4	LEVERINGSZEKERHEID	37
4.1	ELEKTRICITEIT [ARTIKEL 4]	37
4.2	GAS [ARTICLE 5]	39
5	OPENBARE BELANGEN EN BIJBEHORENDE VERPLICHTINGEN VAN LEVERANCIERS	42

1 Executive summary / important developments in 2005

General overview

On 1 July 2005, DTe became part of the Netherlands Competition Authority (NMa). From that date onwards, one market regulator is charged with supervision of general competition law, as well as the specific regulation of the electricity and gas markets.

Focus on regional integration of energy markets to increase competition has increased. In the development of regional gas markets, DTe is currently involved in the Electricity Regional Initiative Central West and chairs the Gas Regional Initiative North-North-West. However DTe is concerned that both the regulatory gap and inter-TSO cooperation hampers effective progress. We underline that we are in a transition from national to regional markets. During this transition phase, the high level of concentration remains a concern on the national market.

Activity on the retail market has improved slightly. The market share of the largest three suppliers has declined by a small percentage (compared to 2005) and the number of (new) suppliers remains high. Competition has not yet led to high price differentiation and according high switching rates. The entrance of large international suppliers to the Dutch retail market may fuel further competition.

Developments in the Dutch electricity market

Liquidity of the wholesale electricity market has marginally improved. Trading opportunities, transparency and churn volumes on both Endex and APX has improved.

Construction of NorNed started in 2005. This is a high-voltage cable with a capacity of 700 MW between Norway and the Netherlands. DTe approved the construction of NorNed in December 2004.

End of 2005, CRE, CREG and DTe published a so-called Roadmap with various initiatives to stimulate regional integration of wholesale electricity markets. The deliverables from this Roadmap received widespread support from market parties in various countries.

Developments in the Dutch gas market

The liquidity of the Dutch wholesale gas market has grown, especially for the H-cal market. The new infrastructural developments are supporting this growth trend. End of 2005 DTe perceived a high interest in the possible construction of LNG regassification terminals in the Netherlands. This resulted in a consultation document on LNG in the Netherlands. In 2006 the first exemption request for rTPA on LNG terminals was filed. Furthermore the construction of the BBL pipeline started in 2005 and will be finalised in 2007.

In 2005 the development of the national grid code started. This code was developed for a fair and transparent access to the grid and to system services.

DTe decided end of 2005 that the TSO of the national gas grid (Gasunie Transport Services B.V. (GTS)) could function more efficient. DTe concluded this after the calculation of the sales and the costs of GTS during the period of 2006-2009. DTe charged GTS with an efficiency deduction. This deduction means that the revenues of GTS have to decrease with 4.2% every year, for example by lowering the tariffs. GTS can transport as much gas as possible, but the

higher sales will not lead automatically to higher profits for GTS but in principal to lower tariffs. This is in the best interest of both suppliers and consumers.

The availability of flexibility services is essential for a well functioning gas market. These services enable shippers to manage their portfolios to predictable and unpredictable changes in gas demand, for example in case of strong temperature changes. DTe decided end of 2005 to appoint GTS as the alternative supplier of gas flexibility services as of January 1st 2006. With this decision DTe changes the economic position of the largest supplier of gas flexibility services at this moment, Gasunie Trade & Supply. The result of this decision is that flexibility services are made available to the market as a separate service, nevertheless flexibility and the gas commodity can also still be bought as a package from Gasunie Trade & Supply. Suppliers and buyers of gas have more choice in purchasing flexibility services. DTe aims for a more competitive gas market because competition is still insufficient.

2 Regulering en Prestatie van de Elektriciteitsmarkt

2.1 Reguleringsvraagstukken [Artikel 23(1) behalve “h”]

2.1.1 Algemeen

De openingsgraad van de Nederlandse elektriciteitsmarkt is 100 procent. Deze markt werd volledig geliberaliseerd op 1 juli 2004. Daarmee trad de laatste van drie fasen in werking waardoor kleinverbruikers hun elektriciteitsleverancier vrij kunnen kiezen.

2.1.2 Management en allocatie van interconnectiecapaciteit en mechanismen ter handhaving van transportbeperkingen

Mate van congestie

Op de grensoverschrijdende verbindingen met België en Duitsland treedt over het algemeen vaak congestie op in de importrichting (dus vanuit Duitsland/België richting Nederland). De prijzen in deze richting zijn dan ook hoog. In de exportrichting (dus vanuit Nederland naar België/Duitsland) treedt over het algemeen geen of weinig congestie op. Transportbeperkingen binnen Nederland treden minder vaak op en worden bovendien door de netbeheerders opgelost.

Het gereguleerde systeem

De voor de markt beschikbare interconnectiecapaciteit wordt aan marktpartijen toegewezen door middel van expliciete veilingen. Bij het veilen worden drie verschillende categorieën onderscheiden: de jaarveiling (capaciteit voor een heel jaar), de maandveiling (capaciteit voor een gehele maand) en de dagveiling (capaciteit voor een bepaald klokuur de volgende dag). TenneT voert de veilingen uit gezamenlijk met de beheerders van de buitenlandse delen van de landsgrensoverschrijdende verbindingen. De beschikbare capaciteit wordt op een voorgeschreven wijze over de verschillende veilingen verdeeld. Marktpartijen bieden voor zowel import als export. Indien er voldoende capaciteit is om aan de volledige vraag te kunnen voldoen is de prijs voor capaciteit (clearing prijs) €0. In het geval van schaarste, oftewel een hogere vraag naar dan aanbod van capaciteit, is de clearingprijs gelijk aan het laagst gehonoreerde bod.

Partijen aan wie in de jaarveiling of de maandveiling transportcapaciteit is toegewezen of overgedragen zijn verplicht om uiterlijk om 8 uur op de dag voorafgaand aan transport aan TenneT bekend te maken of men van deze capaciteit gebruik wil maken. Niet genomineerde capaciteit komt zonder vergoeding beschikbaar voor de dagveiling. Partijen aan wie importcapaciteit is toegewezen in de dagveiling zijn verplicht dezelfde hoeveelheid elektriciteit aan de Nederlandse zijde in te bieden op de Amsterdam Power Exchange Spotmarket, de APX. Het deel dat niet wordt verkocht op de APX vervalt aan TenneT.

Nieuwe ontwikkelingen met betrekking tot het gereguleerde systeem

Op 5 juli 2005 hebben de drie toezichthouders van Nederland, België en Frankrijk een gezamenlijke consultatie uitgevoerd met betrekking tot marktintegratie. Op basis van de resultaten van deze consultatie is een gezamenlijke roadmap opgesteld om marktintegratie in de

regio te bevorderen. Het management en allocatie van interconnectiecapaciteit vormt een belangrijk speerpunt in deze gezamenlijke roadmap tot marktintegratie.

In het licht van de bovengenoemde roadmap heeft de Nederlandse Mededingingsautoriteit op 6 juni 2006 een besluit genomen die het de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet TenneT toestaat meer capaciteit op de jaarveiling te veilen. Ook zal de jaarcapaciteit geveild worden in twee rondes (in september en november) in plaats van in één ronde. Op de jaarveiling voor de transportcapaciteit aan de Belgische en Duitse grenzen voor 2007 zal 1300 Megawatt (MW) geveild worden, in plaats van de huidige 900 MW. Door 400 MW van de 750 MW te verplaatsen van de dagveiling naar de jaarveiling kunnen marktpartijen een grotere hoeveelheid transportcapaciteit voor een langere periode vastleggen. Dit geeft hen meer zekerheid over de toekomstige import- en exportmogelijkheden en bevordert de toetreding van marktpartijen.

Informatieverplichtingen

De TSO moet elk jaar voor 15 september de veilig beschikbare grensoverschrijdende transportcapaciteit voor het volgende kalenderjaar op uurbasis publiceren. Dagelijks voor 8.30 uur in de ochtend moet de TSO de per verbinding gespecificeerde capaciteit voor spottransporten voor de volgende dag bekend maken (steeds voor 30 dagen vooruit). De hoeveelheid toegewezen capaciteit en de bijbehorende prijs moeten onmiddellijk na het uitvoeren van de dag- of maandveiling bekend worden gemaakt. Voor de dagveiling geldt dat deze informatie dagelijks om 9.30 uur (een half uur na de veiling om 9 uur) bekend moet worden gemaakt. Er bestaat geen verplichting om de day-ahead nominaties te publiceren. Er bestaat nog geen verplichting om de daadwerkelijk gerealiseerde flows over de grensoverschrijdende verbindingen te publiceren.

Mate van integratie congestie management en groothandelsmarkten

De huidige methodiek van congestiemanagement via expliciete veilingen vormt een marktconforme wijze van toewijzing van grensoverschrijdende capaciteit. De timing van deze veilingen is goed afgestemd op de activiteiten op de spotmarkt. Uit onze monitoringsactiviteiten blijkt echter dat de benutting van de grensoverschrijdende verbindingen nog niet optimaal is. Voor interne congesties gebruiken de netbeheerders de markt voor regel- en reservevermogen. Ook deze beperkingen worden dus op een marktconforme manier opgelost.

Op dit moment werken de drie landelijke netbeheerders en de drie elektriciteitsbeurzen van Nederland, België en Frankrijk aan een systeem van gekoppelde impliciete veilingen met betrekking tot de te alloceren dagcapaciteit (Day Ahead Market Coupling, DAMC). De drie betrokken toezichthouders hebben aangegeven een dergelijk systeem in principe te steunen mits aan een aantal voorwaarden wordt voldaan, onder andere met betrekking tot het algoritme, een transparante kostenverdeling en de uitbreidbaarheid van het nieuwe systeem naar andere markten. Het nieuwe systeem van marktkoppeling wordt mogelijk nog in 2006 ingevoerd voor de grenzen NL-BE en BE-FR. De (expliciete) jaar- en maandveilingen op deze grenzen blijven bestaan.

Congestiemanagement is erg belangrijk voor het functioneren van de Nederlandse groothandelsmarkten. Ongeveer 20 tot 30 procent van het Nederlandse verbruik wordt geïmporteerd. Effectief congestiemanagement betekent dat binnen de grenzen van netveiligheid zoveel mogelijk grensoverschrijdende capaciteit aan de markt beschikbaar kan worden gesteld. De hoeveelheid beschikbare importcapaciteit is gezien het hoge importpercentage belangrijk voor de prijsvorming op de groothandelsmarkten.

2.1.3 Regulering van taken van transmissie- en distributiebedrijven

Nederland heeft 10 netbedrijven voor de distributie van elektriciteit. Hierbij worden netbedrijven binnen 1 holding als 1 netbedrijf geteld. Daarnaast is er één landelijk netwerkbedrijf, te weten TenneT.

De distributiebedrijven worden gereguleerd door DTe. DTe gebruikt een systeem van maatstafconcurrentie. De toegestane inkomsten van een bedrijf worden jaarlijks aangepast met $1+CPI-x+q$. CPI is de Consumenten Prijs Index en q staat voor de kwaliteitsfactor. De meetlat wordt bepaald door de gemiddelde groei in totale factor-productiviteit (x). Elk jaar doen distributiebedrijven een tariefvoorstel voor alle tariefcomponenten. Dit voorstel wordt beoordeeld en vastgesteld door DTe. De afnemers kunnen de jaarlijks vastgestelde tarieven raadplegen op de internetsite van DTe (www.dte.nl). Voor de landelijke netbeheerder heeft DTe een systeem van omzetregulering. Ook hier geldt het principe van $CPI - x$. Er wordt niet gereguleerd op andere zaken zoals kwaliteit.

Vaststelling van tarieven voor DSO's

Voor het begin van een reguleringsperiode (minimaal drie en maximaal vijf jaar) wordt de x factor geschat, gebaseerd op de algemene productiviteitsgroei in de voorgaande reguleringsperiode. Aan het eind van een reguleringsperiode wordt de feitelijke productiviteitsgroei gemeten. Verschillen tussen de gerealiseerde en de geschatte productiviteitsgroei worden meegenomen in de volgende reguleringsperiode. Vanaf de derde reguleringsperiode (2007-2009) worden de verschillen tussen de gerealiseerde en geschatte productiviteitsgroei niet meer meegenomen in de volgende reguleringsperiode.

Dit meetlatstelsel zorgt voor prikkels om de productiviteit te vergroten. Hogere winsten kunnen worden behaald als een bedrijf een productiviteitsgroei realiseert die groter is dan de gemiddelde productiviteitsgroei. De productiviteit wordt gemeten door de kosten van het bedrijf te delen door hun gestandaardiseerde output. De kosten worden vastgelegd op een gestandaardiseerde wijze. Dit wordt mogelijk gemaakt door Regulatory Accounting Rules (RAR). Ieder distributiebedrijf dient jaarlijks deze kostgegevens in bij DTe.

Een mogelijk gevaar van dit meetlatregime is dat bedrijven hun investeringen kunnen verlagen om hun productiviteit te vergroten. Door de investeringen te verlagen, zou de kwaliteit van het netwerk kunnen worden verlaagd. De kwaliteit wordt gemeten in de System Average Interruption Duration Index (SAIDI), ofwel de gemiddelde uitvalduur per afnemer. Om dit te voorkomen heeft DTe per 1 januari 2005 kwaliteitsregulering geïntroduceerd die de onderbrekingen meeneemt voor afnemers op het laagspanningsnet (<50kV). DTe heeft kwaliteitsregulering meegenomen in het meetlatregime. De toegestane inkomsten van een bedrijf worden jaarlijks aangepast met $1+CPI-x+q$. Als een individueel bedrijf een hogere/lagere kwaliteit heeft dan gemiddeld, dan zijn hogere/lagere inkomsten toegestaan. De jaarlijkse, gemiddelde uitvalduur per afnemer op laagspanningsniveau bedroeg in 2005 ongeveer 26 minuten; in 2004 was dit nog 23 minuten.

Het gemiddeld transporttarief van het distributiebedrijf is ongeveer €0,0333 per kWh (enkeltarief). Een huishouden met een gemiddeld verbruik van 3500 kWh betaalt aan het distributiebedrijf €18 vastrecht en €117 variabele transportkosten. Samen komt dit uit op €135 per jaar transportkosten voor distributiebedrijven. De bedragen zijn exclusief BTW. Meer informatie over de gereguleerde tariefstructuur van netbedrijven kan worden gevonden op de website:

http://www.dte.nl/nederlands/elektriciteit/transport/tariefregulering/vaststelling_aansluit_en_transporttarieven_elektriciteit_2006.asp.

Vaststelling van tarieven voor de TSO

Ook voor de TSO geldt dat DTe de tarieven in zogenaamde jaarlijkse tariefbesluiten worden vastgelegd. Hiervoor wordt aan het begin van een reguleringsperiode een x-factor, doelmatigheidsprikkel, vastgesteld. Vervolgens wordt met behulp van $cpi - x$ de jaarlijkse toegestane omzet bepaald. Om de leveringszekerheid in Nederland te waarborgen wordt voor uitbreidingsinvesteringen gebruik gemaakt van een apart beoordelingssysteem. Dit wil zeggen dat nut en noodzaak van deze investeringen worden beoordeeld, en indien nut en noodzaak worden vastgesteld een correctie van de omzet zal plaatsvinden.

Het tarief voor systeemdiensten bedraagt €0,00099 per kWh in 2006. Een huishouden met een gemiddeld verbruik van 3500 kWh betaalt €3,5 per jaar

Samen met het transporttarief voor distributie van €139 komen de kosten voor het gehele transport van een gemiddeld huishouden uit op €142,5 per jaar.

Balancering algemeen

TenneT, de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet, organiseert de 'markt' voor regel- en reservevermogen (RRV-markt). TenneT contracteert op jaarbasis een bepaalde hoeveelheid regel- en noodvermogen. Biedingen voor reservevermogen worden door TenneT afgeroepen als onbalans is ontstaan. De kosten hiervoor worden verhaald op de verantwoordelijke partij (systeem van programmaverantwoordelijkheid). De markt voor regel- en reservevermogen is een bijzondere markt die door TenneT wordt gebruikt om real-time verstoringen in het landelijke transmissienet in het evenwicht te balanceren. Via deze markt wordt vermogen ingezet om de balans in Nederland te handhaven (en dus de uitwisseling met het buitenland op peil te houden).

Op de markt voor regel- en reservevermogen kunnen programmaverantwoordelijken (PV's) beschikbaar regel- en reservevermogen aanbieden. Partijen moeten hun biedingen op de dag voorafgaand aan de dag van uitvoering bij TenneT indienen. Wijzigen van deze biedingen is tot één uur voor werkelijke uitvoering mogelijk. De biedingen worden in de zogenaamde 'biedprijsladder' geordend naar de prijs per MWh waartegen ze worden aangeboden. TenneT is de enige koper op de markt voor regel- en reservevermogen; daarmee is de RRV-markt een zogenaamde 'single buyer' markt. TenneT meet op de grens met Nederland het werkelijke saldo van import en export en vergelijkt dat met het saldo van alle E-programma's. Is er verschil, dan is er sprake van onbalans. In geval van onbalans zet TenneT biedingen voor regelvermogen in om de onbalans op te heffen. Het aangeboden regelvermogen op de RRV-markt wordt hierbij ingeschakeld op volgorde van de biedladder, te beginnen bij de goedkoopste leverancier. Dit kan opregel- en afregelvermogen zijn. Voor beide regelvermogens wordt met behulp van de biedprijsladder een inzetprijs bepaald, die TenneT is verschuldigd aan de aanbieders. Dit is de prijs van de laatst ingezette bieding. Op basis van de biedprijsladder en de behoefte aan op- en afregelvermogen gedurende een Programma Tijd Eenheid (in Nederland één kwartier) worden twee onbalansprijzen vastgesteld: een prijs voor opregelen en een prijs voor afregelen. Deze prijzen bepalen onder andere hoeveel TenneT betaalt of ontvangt van de aangeslotenen die regelvermogen leveren aan TenneT. De prijs voor opregelvermogen wordt bepaald door de prijs van de hoogste bieding die, geheel of gedeeltelijk, is ingezet aan de opregelzijde van de prijsladder. Ook aan de afregelzijde wordt de prijs bepaald door de hoogste bieding die is ingezet voor de balanshandhaving (zie voor meer informatie het DTe Rapport "Transparantie voor onbalanssystematiek, Onderzoek en maatregelen, Den Haag, 2 juni 2004", de technische publicaties van TenneT "System Balancing in the Netherlands" en "On the value of Dutch Imbalance, July 23, 2003", <http://www.tennet.org/publicaties/technisch/>).

Balancering specifiek

- De arrangementen voor balancering zijn vastgelegd in de technische codes die zijn vastgesteld door DTe. Zo behandelt hoofdstuk 2.2 van de Systeemcode de rechten en plichten van TenneT voor het handhaven van de energiebalans. Hoofdstuk 3 van de Systeemcode behandelt het onderwerp programmaverantwoordelijkheid (of balansverantwoordelijkheid) met bijvoorbeeld in 3.9 de regels voor het vaststellen van de prijs van onbalans. De gedetailleerde uitvoeringsregels zijn vastgesteld door TenneT zelf. De methodiek van programmaverantwoordelijkheid is erop gebaseerd dat kleinere netgebruikers hun programmaverantwoordelijkheid kunnen uitbesteden. Hierdoor kunnen positieve en negatieve onbalansen geaggregeerd worden. Hiermee wordt voorkomen dat kleinere partijen of nieuwe toetreders een nadelige positie ondervinden. Ook de bepaling van de onbalansprijs is zo marktconform mogelijk. In principe worden alle onbalansen tegen dezelfde prijs verrekend. Alleen in periodes waarin TenneT zowel op- als afregelt wordt verrekend met twee prijzen.
- Het balanceringsinterval bedraagt 15 minuten.
- Er is één balanceringsgebied (balancing area) die gelijk is aan de regelzone (control area) en die ook gelijk is aan het gehele Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel. Binnen dit gebied regelt TenneT de balans tussen vraag en aanbod.
- Grensoverschrijdende handel in het tijddomein van balancering is niet mogelijk. Biedingen voor regelvermogen moeten overeenkomen met posities in het Nederlandse stelsel. Wel heeft TenneT een deel van haar noodvermogen gecontracteerd bij buitenlandse TSO's. Noodvermogen wordt niet via het biedstelsel aangeboden.
- Biedingen op de markt voor regel- en reservevermogen kunnen tot één uur voor de Programma Tijd Eenheid (kwartier) worden ingediend.
- Wijzigingen van E-programma's (schedules) kunnen elk heel klokuur ingaan en worden ten minste één uur voor dat klokuur ingediend. Dit biedt dus voldoende ruimte voor intra-day handel op de Nederlandse markt. Er is echter nog geen centrale marktplaats voor intra-day handel. De Nederlandse energiebeurs APX is voornemens om half september 2006 te starten met een centrale intra-day marktplaats. Grensoverschrijdende intra-day handel is tevens nog niet mogelijk. De verwachting is dat grensoverschrijdende intra-day handel begin 2007 wel mogelijk zal worden. Het mogelijk maken van grensoverschrijdende intra-day handel vormt een belangrijk onderdeel van de roadmap die door de Nederlandse, Belgische en Franse toezichhouders gezamenlijk is opgesteld ter bevordering van de regionale marktintegratie.
- Onbalansen worden bij programmaverantwoordelijke partijen (PV-partijen) in rekening gebracht conform de methodiek zoals vastgelegd in de Systeemcode. De prijzen komen tot stand op de markt voor regel- en reservevermogen
- Verrekening van onbalansen
Het proces en het tijdpad voor de verrekening van onbalansen is vastgelegd in Hoofdstuk 3.7 van de Systeemcode en Hoofdstuk 4.2 van de Meetcode. Uiterlijk na 10 dagen verstrekken de netbeheerders de definitieve meetgegevens. Betalingen tussen PV-partijen en TenneT vinden maandelijks plaats.
- Informatie van de TSO aan marktpartijen
De PV-partijen ontvangen van TenneT voor 17 uur op elke werkdag de gegevens voor de programma's, de meetwaarden, de onbalansen en de prijzen van de volgende dag(en). (Systeemcode artikel 3.7.5).

2.1.4 Effectieve unbundling

Zie hoofdstuk 4.1.4. Dit onderwerp wordt gezamenlijk met de gasmarkt behandeld.

2.2 Mededingingsvraagstukken [Artikel 23(8) en 23(1)(h)]

2.2.1 Beschrijving van de Groothandelsmarkt

Marktstructuur

De Nederlandse groothandelsmarkt is onder te verdelen naar verschillende marktplaatsen waarop vraag en aanbod van elektriciteit bijeenkomen. De volgende marktplaatsen kunnen worden onderscheiden:

- Handel in bilaterale contracten, ofwel de bilaterale markt.
- OTC-markt (over-the-counter).
- Day-ahead markt (spotmarkt, APX).
- Onbalansmarkt van TenneT, ofwel de markt voor regel- en reservevermogen (RRV-markt).

Op de bilaterale markt worden voor langere perioden niet-gestandaardiseerde contracten (het betreft hier zogenaamde profielcontracten) afgesloten tussen producenten, (grote) afnemers en leveranciers. De contractperiode is veelal beperkt tot een periode van 1 à 2 jaar omdat er bij marktpartijen onvoldoende zekerheid is over de ontwikkeling van de marktstructuur en marktprijzen. De over-the-counter markt (OTC) is de markt waarop standaardhoeveelheden elektriciteit (buiten de APX om) worden verhandeld. Op deze markt wordt de elektriciteit vaak meerdere malen doorverkocht via verschillende makelaars die transacties afhandelen, de zogenaamde brokers. Er zijn enkele brokers actief op de Nederlandse markt.

Voorts bestaat sinds 2003 Endex. Dit handelsplatform startte begin 2003 met de afhandeling van elektriciteitscontracten. Endex publiceert dagelijks prijzen voor een scala aan (gestandaardiseerde) OTC producten. Sinds december 2004 kunnen handelaren via Endex eveneens handelen in standaard OTC termijncontracten. De APX (Amsterdam Power Exchange) is een day-ahead markt waar vraag en aanbod van elektriciteit op uurbasis bij elkaar komen. Het volume van de APX wordt voor een belangrijk deel bepaald door de (interconnectie) dagimporten die verplicht via de APX worden verhandeld.

Transmissienet

Ten slotte is er de door TenneT, de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet, georganiseerde 'markt' voor regel- en reservevermogen. TenneT contracteert op jaarbasis een bepaalde hoeveelheid regel- en noodvermogen. De kosten voor het contracteren van vermogen worden in rekening gebracht bij alle consumenten via het systeemdiensttarief van TenneT. Biddingen voor regelvermogen worden door TenneT afgeroepen als onbalans is ontstaan. De kosten voor de energie daarvoor worden verhaald op de partij die daar verantwoordelijk voor is (systeem van programmaverantwoordelijkheid). De markt voor regel- en reservevermogen is een bijzondere markt die door TenneT wordt gebruikt om real-time verstoringen in het Nederlandse systeem in evenwicht te brengen.

Import

Naast de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit vindt er ook import uit omliggende landen plaats. In een normale bedrijfsvoerings situatie is de maximale transportcapaciteit op de vijf buitenlandverbindingen 3650 MW, waarvan 3350 MW voor de markt beschikbaar is.

De verdeling van de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit gebeurt vanaf 1 januari 2001 door middel van een veiling die TenneT gezamenlijk met de betrokken Duitse en Belgische netbeheerders organiseert. De veiling is een gereguleerde activiteit volgens de Nederlandse wet en de daarvan afgeleide codes. De capaciteit wordt in de categorieën jaar, maand en dag geveild.

Binnen de groothandelsmarkt voor elektriciteit is er geldt een sterke verband tussen verschillende bovengenoemde marktplaatsen en vindt er arbitrage plaats. Financiële derivaten als opties, futures en swaps, waarmee bijvoorbeeld risico's kunnen worden afgedekt, ontwikkelen zich beperkt. Belemmeringen in het ontstaan van dergelijke producten moeten vooral gezocht worden in een te gering verhandeld elektriciteitsvolume.

Beschrijving van de markt voor ondersteunende diensten (bijv. frequentie respons):

Nederland onderkent verschillende soorten ondersteunende diensten. Enkele ondersteunende diensten zijn zeker gesteld door middel van een aansluitens in de technische codes (bijv. geschiktheid om primaire frequentierespons en spanningsrespons te kunnen leveren). Enkele ondersteunende diensten worden gecontracteerd door TenneT met behulp van een tender (bijv. regelvermogen, noodvermogen en blackstartvermogen). Ten slotte bestaat er een markt voor regel- en reservevermogen (of: onbalansmarkt). Via deze markt wordt vermogen ingezet om de balans in Nederland te handhaven (en dus de uitwisseling met het buitenland op peil te houden). Op de markt voor regel- en reservevermogen kunnen programmaverantwoordelijken (PV's) beschikbaar regel- en reservevermogen aanbieden. Partijen moeten hun biedingen op de dag voorafgaand aan de dag van uitvoering bij TenneT indienen. Wijzigen van deze biedingen is tot één uur voor werkelijke uitvoering mogelijk. De biedingen worden geordend naar de prijs per MWh waartegen ze worden aangeboden in de zogenaamde 'biedprijsladder'. TenneT is de enige koper op de markt voor regel- en reservevermogen; daarmee is de RRV-markt een zogenaamde 'single buyer' markt. TenneT meet op de grens met Nederland het werkelijke saldo van import en export en vergelijkt dat met het saldo volgens alle E-programma's. Is er verschil, dan is er sprake van onbalans. In geval van onbalans zet TenneT biedingen voor regelvermogen in om de onbalans op te heffen. Het aangeboden regelvermogen op de RRV-markt wordt hierbij ingeschakeld op volgorde van de biedladder, te beginnen bij de goedkoopste leverancier. Dit kan opregel- en afregelvermogen zijn. Voor beide regelvermogens wordt met behulp van de biedprijsladder een inzetprijs bepaald, die TenneT is verschuldigd aan de aanbieders. Dit is de prijs van de laatst ingezette bieding. Op basis van de biedprijsladder en de behoefte aan op- en afregelvermogen worden twee onbalansprijzen vastgesteld: een prijs voor opregelen en een prijs voor afregelen. Deze prijzen bepalen onder andere hoeveel TenneT betaalt of ontvangt van de aangeslotenen die regelvermogen leveren aan TenneT. De prijs voor opregelvermogen wordt bepaald door de prijs van de hoogste bieding die, geheel of gedeeltelijk, is ingezet aan de opregelzijde van de prijsladder. Ook aan de afregelzijde wordt de prijs bepaald door de hoogste bieding die is ingezet voor de balanshandhaving. (zie voor meer informatie het Rapport "Transparantie voor onbalanssystematiek, Onderzoek en maatregelen, Den Haag, 2 juni 2004".) Over het niveau van concentratie op de markt voor regel- en reservevermogen heeft DTe geen betrouwbare gegevens. Het is uiteraard te verwachten dat dit niveau hoger ligt dan op de 'normale markten' omdat minder productie-eenheden technisch geschikt zijn voor deelname aan de Frequentie Vermogens Regeling (FVR).

Het niveau van liquiditeit

DTe rapporteert over de liquiditeit van de groothandelsmarkt voor elektriciteit (zie voor meer informatie het Rapport "Marktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmarkt voor elektriciteit 2005, Resultaten, Den Haag, juni 2006"). DTe gebruikt diverse indicatoren om de liquiditeit van de markt te meten. (zie ook Monitor methode groothandelsmarkt elektriciteit,

Referentiedocument, Den Haag, juni 2005). De conclusies van dat rapport zijn hieronder weergegeven:

De belangrijkste externe ontwikkelingen in 2005 zijn het in gang zetten van uitbreiding van de binnenlandse productie, Europese consolidatie van energiebedrijven, het in gang zetten van het vormen een regionale markt, en een mondiale stijging van de energieprijzen. Sinds 2005 worden ook CO2 credits mondiaal verhandeld.

Op de binnenlandse markt vallen vooral de prijsstijgingen en –schommelingen in de tweede helft van 2005 op. De prijzen zijn in 2005 sterker gestegen dan in afgelopen jaren. Jaar-vooruit contracten stijgen in prijs vanaf januari 2005 met in totaal meer dan 20%. In de eerste helft van 2005 volgen de prijzen van dag-vooruit contracten de trend van 2004, zijn de prijzen op APX vergelijkbaar met EEX en Powernext, en is ook het aantal prijspielen vergelijkbaar met 2004. De gemiddelde prijs en het aantal prijspielen voor dag-vooruit contracten nemen vanaf september 2005 opvallend toe ten opzichte van 2004: de gemiddelde prijs stijgt met meer dan 30%, en waar in 2004 de prijs op APX tweemaal boven €250 komt, gebeurt dat in de tweede helft van 2005 62 keer. Vanaf medio november 2005 is de Nederlandse situatie vergelijkbaar met die van Frankrijk en Duitsland. Ook OTC termijncontracten laten in 2005 grotere prijsfluctuaties zien dan in 2004. Hogere prijzen en volatiliteit vertalen zich echter niet één op één in hogere spark spreads: waar de spark spreads van korte-termijn piekcontracten ruim 50% gestegen zijn, met inachtneming van CO2 kosten, zijn de spark spreads van jaar-vooruit contracten ook zonder CO2 verdiscontering gedaald, in sommige contracttypes met meer dan 50%, door hogere gasprijzen. Daarmee zijn er geen aanwijzingen dat de spark spread structureel hoger wordt. Er is echter nog geen volledige verklaring voor de hogere korte-termijn spark spreads.

De Nederlandse marktplaatsen zijn het afgelopen jaar meer liquide geworden. Sinds 2005 kan op Endex niet alleen gecleared, maar ook gehandeld worden. Er zijn meer handelaren actief, en zowel de verhandelde volumes als de churn van zowel APX als OTC zijn met meer dan 15% toegenomen. De bied-laag spreiding van OTC contracten is 5-20% afgenomen, net als het prijsverschil tussen vergelijkbare APX en OTC contracten. De prijzen op APX blijven in gelijke mate als 2004 gevoelig voor additionele vraag. Een internationale vergelijking laat zien dat achterstand in liquiditeit ten opzichte van de Duitse markt kleiner wordt. Ook is de arbitrage tussen Nederlandse en Duitse prijzen verbeterd.

De markt voor elektriciteitsproductie, gemeten aan de hand van opgesteld vermogen, blijft in 2005 sterk geconcentreerd: de concentratiegraad (HHI) zonder importen mee te rekenen is 2020, en met importen 1725. Gemeten naar daadwerkelijk gerealiseerde productie, met inachtneming van importen, is de Nederlandse markt voor elektriciteitsproductie matig geconcentreerd met een concentratiegraad van 1648. Dit is een verbetering ten opzichte van 2004. De Nederlandse concentratiegraad is vergelijkbaar met de Duitse, lager dan die in meeste buurlanden maar hoger dan die in het Verenigd Koninkrijk.

In 2005 hebben meerdere producenten aangegeven te willen investeren in nieuwe en vervangende productiecapaciteit. Het totaal van de ingediende plannen komt overeen met 30% van de huidige binnenlandse productiecapaciteit. Uitbreiding is van belang om aan de toekomstige vraag te kunnen voldoen, en lijkt een teken dat producenten genoeg prikkels hebben in de markt om te investeren. Van de geplande eenheden zijn er meerdere kolengestookt; een teken dat de markt verwacht dat gas mogelijk duurder zal blijven dan kolen en de extra CO2 kosten van kolenverbranding dit verschil niet overbruggen. Hogere binnenlandse productie met een grotere nadruk op kolengestookte eenheden, in plaats van

gasgestookte, kan verder helpen de Noordwest Europese markt tot stand te brengen: de spreads kunnen convergeren en de druk op grensverbindingen kan verminderen.

De transparantie op de Nederlandse markt is licht verbeterd. Er is meer informatie beschikbaar over prijzen en volumes van OTC termijncontracten door de ontwikkeling van Endex; tegelijkertijd geven meerdere handelaren net als in 2004 aan dat zij de informatievoorziening onvoldoende vinden.

DTe concludeert op basis van de analyses op liquiditeit, transparantie en mededinging, zoals hierboven samengevat, dat de marktwerking op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2005 licht verbeterd is.

De liquiditeit op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit is ten opzichte van 2003 toegenomen maar blijft relatief laag. Hierdoor wordt de ontwikkeling van efficiënte marktwerking belemmerd. Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Scandinavische landen doen het op het gebied van liquiditeit beter. Eén van de redenen hiervoor is dat onvoldoende vooruitgang is geboekt bij het invoeren van de reeds in 2004 door DTe aanbevolen maatregelen om de transparantie, liquiditeit en marktwerking te verbeteren. DTe is van oordeel dat de mate van transparantie van de groothandelsmarkt voor elektriciteit in de Europese landen geharmoniseerd dient te worden.

Aanwezigheid van actieve vraagparticipatie in de groothandelsmarkt

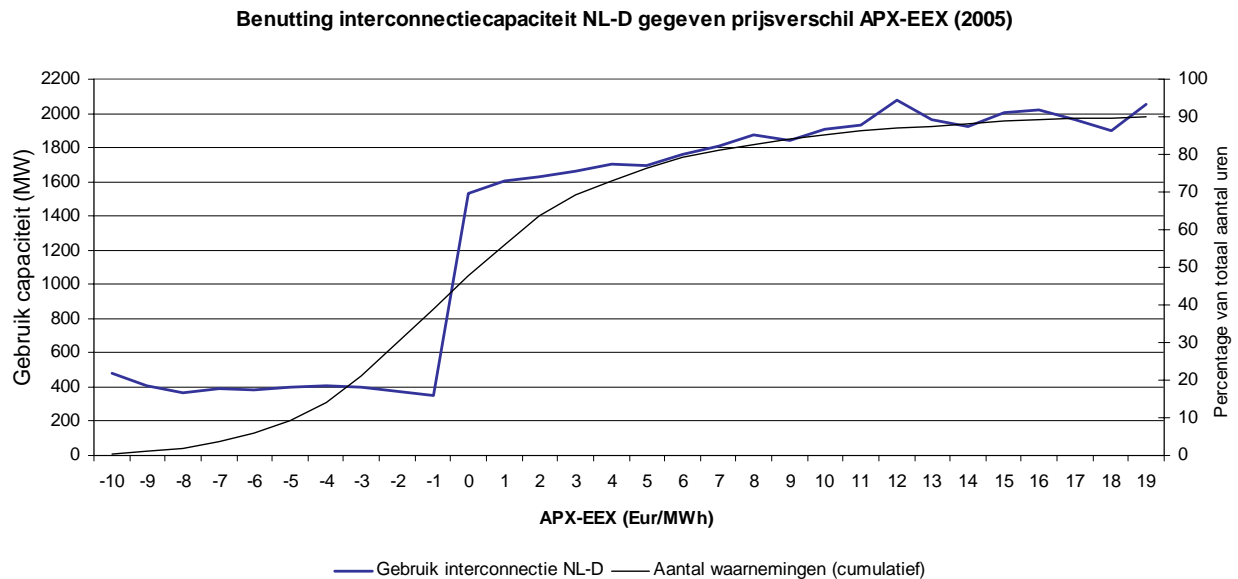
DTe heeft geen betrouwbare gegevens over de deelname van vraag participatie in de markt. Nederland heeft geen verplichte pool waarbij aanbod/productie en vraag/consumptie separaat moeten worden ingeboden. Marktpartijen handelen vanuit een portfolio die kan bestaan uit productiemiddelen, contracten maar ook vraagrespons opties. Wel is er onderzoek gedaan naar de bijdrage van industriële verbruikers om vraag af te schakelen bijvoorbeeld bij zeer hoge prijzen (zie het rapport “Benutting vraagrespons in de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt, Onderzoek voor het Ministerie van Economische Zaken, 18 mei 2004”). Uit dat onderzoek volgt dat het potentieel aan vraagrespons ca. 1730 MW bedraagt waarvan ca. 1000 MW wordt benut. De vraagrespons van afnemers die zelf handelen is ca. 350 MW. De vraagrespons die is vastgelegd in afschakelcontracten is ca. 650 MW.

Mate van integratie met markten in buurlanden

De Nederlandse markt is met diverse interconnectoren verbonden met de Belgische en Duitse markt. Bovendien is een kabel gepland met Noorwegen. Nederland is een netto importeur. In een normale bedrijfsvoerings situatie is de maximale transportcapaciteit op de vijf buitenlandverbindingen 3650 MW, waarvan 3350 MW voor de markt beschikbaar is. De verdeling van de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit gebeurt vanaf 1 januari 2001 door middel van een veiling die TenneT gezamenlijk met de betrokken Duitse en Belgische netbeheerders organiseert. De capaciteit wordt in de categorieën jaar, maand en dag geveild. Desondanks is de Nederlandse markt vooral een nationale markt. De Belgische markt is nog onvoldoende ontwikkeld en transparant. Correlatie van prijzen is geen goede indicator voor de mate van integratie. Ten tijde van actieve transportbeperkingen zullen er prijsverschillen zijn. Belangrijker is om te kijken naar het efficiënt gebruik van de interconnectoren.

Figuur 3.2.1 laat voor 2005 het prijsverschil zien tussen de APX (Nederland) en de EEX (Duitsland) versus de benutting van de beschikbare interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Duitsland. Wanneer de APX-prijs hoger was dan de EEX prijs is gekeken naar de hoeveelheid benutte importcapaciteit en wanneer de EEX-prijs hoger was dan de APX prijs naar de hoeveelheid benutte exportcapaciteit.

Figuur 3.2.1: Benutting interconnectiecapaciteit NL-DE gegeven prijsverschil Nederland – Duitsland



In aanmerking genomen dat de gemiddeld beschikbare importcapaciteit vanuit Duitsland rond de 2200 MW ligt en de exportcapaciteit rond de 3500 MW, blijkt dat de beschikbare interconnectiecapaciteit nog verre van optimaal benut wordt.

De DTE heeft een consultatiedocument gepubliceerd “Consultatiedocument Concentraties Energiemarkten”, Den Haag, juni 2006. Het doel van dit document is om alle betrokkenen en geïnteresseerden in de ontwikkeling van de energiemarkten in Nederland en daarbuiten te consulteren over de verkenningen die zij heeft gedaan naar (i) de afbakening van de (mogelijke) relevante markten in de elektriciteitssector en (ii) de manier waarop de DTe in deze markten tegen eventuele fusies en overnames aankijkt. Op basis van de ingediende reacties zal de DTe in 2006 een visiedocument opstellen.

In het consultatiedocument staat dat DTe indicaties heeft dat uitgaande van de situatie in 2008 de geografische markt voor productie en groothandel (vanuit mededingsrechtelijk perspectief) (i) tijdens piekuren Nederland omvat en (ii) tijdens de niet-piekuren ten minste Nederland en Duitsland omvat. Pas bij een sterke verhoging van de beschikbare transportcapaciteit op de grensverbindingen, zou er sprake kunnen zijn van een ruimere geografische markt.

De prijsverschillen tussen Nederland en de buurlanden zijn vrij groot. Met name overdag zijn de groothandelsrijzen van elektriciteit in Nederland hoger dan in België en Duitsland.

Overnames

Per 1-1-2006 is de Berkelcentrale van NUON overgenomen door Morgan Stanley. Het betreft een warmtekracht-centrale van 60 MW.

2.2.2 Beschrijving van de detailhandelsmarkt voor Elektriciteit

DTe beschikt niet over cijfers die kunnen worden uitgesplitst naar de gevraagde segmenten, noch over industriële en commerciële middengrootverbruikers met een verbruik tussen 50 MWh en 2000 MWh, noch over industriële grootverbruikers met een verbruik groter dan 2000 MWh.

Marktstructuur

De structuur van de Nederlandse detailhandelsmarkt van elektriciteit wordt gekenmerkt door vier grote leveranciers en een groot aantal (zeer) kleine aanbieders. Er zijn vier Nederlandse elektriciteitsleveranciers met een marktaandeel boven de 5 procent bij kleinverbruikers. Ten opzichte van vorig jaar is daarmee één partij bijgekomen.

C3 - index	E
1 juli 2004	86%
1 januari 2005	84%
1 juli 2005	83%
1 januari 2006	80%
1 juli 2006	81%

Tabel 3.2.2-a: Ontwikkeling C3-index voor elektriciteit sinds marktopening

De drie grootste aanbieders hebben samen een marktaandeel van rond de 80 procent in het kleinverbruikersegment. In totaal zijn er 23 onafhankelijke spelers (moedermaatschappijen) actief op de kleinverbruikersmarkt voor elektriciteit met verschillende mate van activiteit op de markt. 11 van deze partijen behoren tot de groep nationale “incumbents”. Op 1 juni 2006 waren er in totaal 33 energieleveranciers in het bezit van een leveringsvergunning voor elektriciteit.

Toe- en uittreding, internationale penetratie

Sinds de volledige liberalisering vonden de volgende overnames van Nederlandse elektriciteitsleveranciers door buitenlandse ondernemingen plaats:

<2004

Obragas en Haarlemmermeergas – RWE (Duitsland)

2004 / 2005

NRE - E.ON (Duitsland)

Intergas - Dong (Denemarken)

Oxxio - Centrica (GB)

Spark Energy - Electrabel (België)

2006

Cogas - Electrabel (België)

Rendo - Electrabel (België)

De buitenlandse ondernemingen bouwen met deze overnames een platform van waaruit zij hun aandeel op de Nederlandse markt willen vergroten. Tot nu toe zijn de Nederlandse

bedrijfsnamen/merken in stand gehouden. Alle buitenlandse toetreders hebben ambitieuze groei-targets op de Nederlandse markt.

Naast toetreding door buitenlandse ondernemingen, zijn er ook binnenlandse toe- en uittreeders. In 2006 is van één leverancier op de elektriciteitsmarkt de vergunning ingetrokken, één vergunningaanvraag is op dit moment in behandeling en ten minste twee zijn in voorbereiding.

Verticale integratie levering-productie en levering-netwerk

Levering - productie

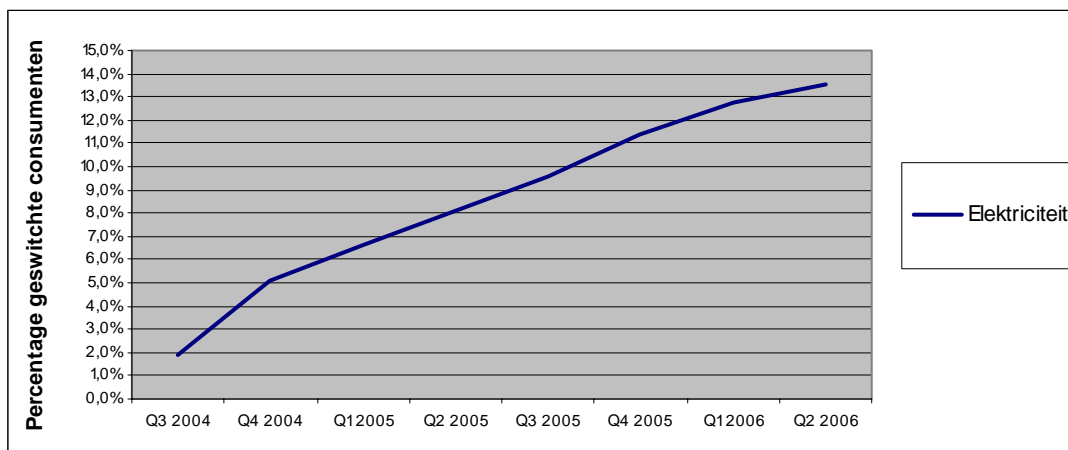
De mate van verticale integratie van productie en leveringsbedrijven wordt hier uitgedrukt in marktaandeelen. Het betreft hier het marktaandeel van leveranciers op de kleinverbruikermarkt met beschikking over (significante) eigen productiecapaciteit in Nederland. In maart 2004 lag deze bij minimaal 62 procent. Doordat na de liberalisering enkele buitenlandse spelers met eigen capaciteit in Nederland zijn toegetreden tot de retailmarkt en doordat één van de grote drie energiebedrijven is begonnen met het opbouwen van eigen opwekvermogen, ligt dit percentage op dit moment op ongeveer 88 procent (er van uit gaande dat partijen die zijn overgenomen door buitenlandse partijen ook aanspraak kunnen maken op de productiecapaciteit van hun “moeder”).

Levering - netwerk

16 vergunninghouders voor de levering van elektriciteit hebben een directe of indirecte verbinding met een netbeheerder. Deze 16 vergunninghouders vormen 11 onafhankelijk van elkaar opererende spelers. Er zijn 15 vergunninghouders voor de levering van elektriciteit zonder verbinding met een netbeheerder. Deze 15 vergunninghouders zijn allemaal onafhankelijke spelers.

Switches

Tussen 1 juli 2004 (het moment van volledige marktopening) en 1 juni 2006 zijn er in totaal 1.022.058 elektriciteitsklanten gewisseld van leverancier. Dit is ongeveer 13,5 procent van het totale aantal huishoudelijke elektriciteitsklanten. Al vóór het in werking treden van de laatste fase van de marktopening was het mogelijk om van stroomleverancier te wisselen indien klanten prefereerden groene stroom in plaats van grijze af te nemen. Als deze mee worden gerekend zijn er 1.232.058 elektriciteitsklanten gewicht sinds maart 2004. Dit is een percentage van ongeveer 16,3 procent van alle kleinverbruikersaansluitingen. Onderstaande figuur geeft een overzicht.



Figuur 3.2.2-b: Ontwikkeling switchpercentage voor elektriciteit sinds marktopening

Switchprocedures

Om te switchen moeten elektriciteitsklanten schriftelijk of mondeling (bijvoorbeeld telefonisch) de nieuwe leverancier informeren over hun switchintentie en deze nieuwe leverancier machtigen de benodigde informatie op te vragen en handelingen uit te voeren (o.a. het opvragen van informatie uit het aansluitingsregister van de netbeheerder en het regelen van de programmaverantwoordelijkheid). Daarnaast moeten zij de meterstand doorgeven. Doen zij dat laatste niet, dan accepteren zij dat de eindafrekening van de oude leverancier wordt gebaseerd op geschatte standen. Hiermee heeft de klant alles gedaan wat hij noodzakelijkerwijs voor een switch moet doen. In dit verband adviseert DTe aan consumenten na te gaan of de nieuwe leverancier de looptijd van het contract bij de oude leverancier respecteert. De klant is dan zeker dat niet onverwachts een opzegvergoeding bij hem in rekening wordt gebracht¹. Daarna hoeft de klant niets meer te doen en wacht de klant op de bevestiging door de nieuwe leverancier en de eindafrekening van de oude leverancier.

De nieuwe leverancier dient het switchverzoek in bij de netbeheerder. De bij de switch behorende meterstanden moet de nieuwe leverancier zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk 15 werkdagen na de switchdatum naar de netbeheerder sturen. Direct na ontvangst van het switchverzoek voert de netbeheerder een aantal controles uit (o.a. of de aanvraag minimaal 5 dagen voor de beoogde switchdatum is ingediend). Indien de controles positief zijn, bevestigt de netbeheerder de acceptatie van de switch uiterlijk de werkdag na ontvangst van de switchmelding aan de oude en aan de beoogde nieuwe leverancier. De netbeheerder muteert op dat moment ook het aansluitregister. De netbeheerder geeft zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk de dertigste werkdag na de switchdatum aan zowel de oude als de nieuwe leverancier de vastgestelde meterstand(en) door. Aan de oude leverancier geeft de netbeheerder tevens het verbruik op, zodat de oude leverancier de eindnota kan opstellen.

Switchproblemen

Om verschillende redenen kunnen switchverzoeken worden afgewezen. Tussen 1 juni 2004 en 1 juni 2006 werden ca. 121.500 switchverzoeken afgewezen (waarvan ongeveer 54.500 in het afgelopen jaar). De voornaamste redenen zijn: (1.) de aanvraag komt te vroeg of te laat, (2.) het betreft geen echte switch, (3.) de EAN-code van de aansluiting hoort niet bij de netbeheerder of is onbekend, (4.) de aansluiting is geblokkeerd voor switch en verhuizing of is afgesloten wegens inhuizing.

Prijzen, tarieven en belastingvoet per notaonderdeel

Transportkosten

De transportkosten (ook wel netwerkkosten genoemd) bestaan uit:

1. Verbruiksafhankelijke kosten (variabele kosten, mogelijk gespecificeerd met hoog- en laagtarief per kWh)
2. Vastrecht transport (capaciteit transport)
3. Vastrecht aansluiting
4. (Eventueel eedTtelige aansluitkosten)
5. Systeemdiensten (TSO)

De transportkosten worden jaarlijks vastgesteld door DTe en zijn dus gereguleerd. Uitzondering hierop zijn de kosten voor meetdiensten. Voor metering diensten geldt dat afnemers vrij kunnen kiezen uit verschillende aanbieders en ook de meettarieven zijn vrij.

De transporttarieven kunnen verschillen per netbeheerder. Tabel 3.2.2-c geeft een overzicht van de tarieven.

Bedrijf	Vastrecht transport-dienst	kWh tarief enkel	Periodieke aansluit-vergoeding	Eénmalige aansluit-vergoeding	Systeem-diensten-tarief
DELTA Netwerkbedrijf B.V.	18	0,0277	21,96	575,80	
ENECO Edelnets Delfland B.V., ENECO Netbeheer B.V. en ENECO Netbeheer Midden-Holland B.V.	18	0,0411	20,76	484,65	
ENECO Netbeheer Weert N.V., ENECO Netbeheer Zuid-Kennemerland B.V. en ENBU B.V.	18	0,0378	16,20	639,93	
Essent Netwerk B.V.	18	0,0268	29,20	605,00	
InfraMosane N.V.	18	0,0317	29,20	605,00	
N.V. Continuon Netbeheer	18	0,0328	15,96	557,50	
Netbeheerder Centraal Overijssel B.V.	18	0,0352	13,14	567,24	
NRE Netwerk B.V.	18	0,0305	13,80	460,62	
ONS Netbeheer B.V.	18	0,0412	7,56	501,15	
RENDO Netbeheer B.V.	18	0,0331	21,10	576,00	
Westland Energie Infrastructuur B.V.	18	0,0365	12,81	624,35	
TenneT TSO B.V.	18				0,00099

Tabel 3.2.2-c: Gereguleerde transportkosten voor elektriciteit

Metering kosten

De metering tarieven¹ (meteruur) zijn niet gereguleerd. Op dit moment beschikt DTe niet over alle relevante gegevens.

Leveringskosten

De leveringstarieven zijn niet gereguleerd en bestaan uit verbruikskosten en vaste kosten. Per 1 januari 2006 betaalde een huishouden met een gemiddeld verbruik (3375 kWh per jaar) €254 netto aan leveringskosten op jaarbasis² (ongeveer 30% van de totale elektriciteitsrekening van de consument). Daarin zijn de vaste kosten inbegrepen. Dit leidt tot een gemiddeld leveringstarief (inclusief vaste lasten voor levering) van 0,075 Euro per kWh. Deze tarieven worden door DTe getoetst op redelijkheid.

Belastingen

Er zijn verschillende belastingen op de levering van energie. De energiebelasting bedraagt voor elektriciteit € 70,50 per MWh geleverde stroom per 1 januari 2006. Op het leveringsbedrag

¹ Meteruur staat vaak wel bij de post Transportkosten op de jaarrekening, maar behoren daar feitelijk niet toe. Metermarkt is vrije markt dus tarief is niet gereguleerd. De consument kan vrij kiezen.

² Gebaseerd op cijfers van het Centraal Bureau voor de Statistiek

(verbruiks- en niet-verbruiksgerelateerde tarieven) en de energiebelasting wordt 19 procent Belasting Toegevoegde Waarde (BTW) berekend. Vervolgens wordt een belastingvermindering van € 197 exclusief BTW toegepast (op de gehele energierekening). Tevens int de energiemaatschappij de MEP-heffing van 54 euro per jaar. Gedurende 2006 heeft het kabinet Balkenende II besloten om deze MEP-heffing te laten vervallen.

2.2.3 Maatregelen ter vermindering van misbruik van marktmacht

Algemeen

DTe heeft de wettelijke taak de markten te monitoren. Voor deze taak maakt DTe gebruik van diverse openbare informatiebronnen (APX prijzen, OTC prijzen, bid-ask preads, importexport volumes etc.). Ten tweede verzoekt DTe alle productiemiddelen (boven 15 MW) tweemaal per jaar de volgende gegevens beschikbaar te stellen: • Werkelijke productie (MWh) per uur per productiemiddel • Rendement per productiemiddel • Niet-beschikbaarheid (en redenen voor niet-beschikbaarheid) per uur per productiemiddel DTe heeft ook de bevoegdheid om gegevens bij andere marktpartijen zoals leveranciers op te vragen. Deze informatie wordt gebruikt om op systeemniveau te monitoren. Indien noodzakelijk (bijvoorbeeld bij hoge prijzen en lage marktefficiëntie) kan DTe besluiten een gedetailleerde monitoring naar gedrag van marktpartijen te starten.

DTe heeft VPP's voorgesteld als middel om de liquiditeit op de Nederlandse markt te verhogen. Een belangrijk effect van VPP's is een toename van het aantal aanbieders van productiecapaciteit. Hierdoor wordt de liquiditeit in elektriciteit vergroot en de marktmacht van huidige producenten beperkt. DTe heeft de sector hierover geconsulteerd, maar heeft nog geen advies uitgebracht het ministerie.

Mededingingsmaatregelen

Ondanks dat leveringstarieven niet gereguleerd zijn, heeft DTe de wettelijke mogelijkheid tariefverlaging aan leveringsbedrijven op te leggen indien de tarieven naar het oordeel van DTe onredelijk hoog zijn. Dit is echter nog nooit gebeurd.

Met betrekking tot transparantie heeft DTe faciliterende maatregelen genomen ter verbetering van de transparantie van de markt en daarmee ook van de mededinging (en voorkoming van misbruik van marktmacht) op de detailhandelsmarkt. Zo onderzoekt DTe jaarlijks de correctheid en volledigheid van gegevens op Internetsites voor prijsvergelijkingen. Verder onderzoekt DTe de duidelijkheid van nota's en onderzoekt DTe de correctheid van nota's. De tevredenheid van consumenten met betrekking tot informatieverstrekking door energiebedrijven is inmiddels in meerdere onderzoeken meegenomen. Ook in het consumentenonderzoek van DTe in 2006 komt dit aspect aan de orde. De resultaten van dit onderzoek zijn nog niet bekend.

De contractvoorwaarden die leveranciers aan consumenten hanteren, dienen transparant, eerlijk en vooraf bekend te zijn. Misleidende reclame is niet toegestaan (95m van de Elektriciteitswet, 52b Gaswet). Een en ander is uitgewerkt in:

- de Beleidsregel factureringstermijnen energie (het binnen een redelijke termijn (twee maanden na verhuizen, switchen of aflopen van de afrekeDTeand) verzenden van een juiste en volledige (eind) afrekening aan de kleinverbruiker (leveranciers) en een overzicht aan afnemers waarin de kosten in verband met de aansluiting overzichtelijk en begrijpelijk zijn gespecificeerd (netbeheer);

- beleidsregel Redelijke Opzegvergoedingen Vergunninghouders van maart 2005 (reeds genoemd in Hoofdstuk 2, paragraaf 3);
- het Besluit vergunning levering elektriciteit aan kleinverbruikers van mei 2003 en het Besluit vergunning levering gas aan kleinverbruikers van 2 juni 2003 - de voorwaarden waaraan een energieleverancier moet voldoen om aan kleinverbruikers te mogen leveren, zoals bijvoorbeeld het hanteren van redelijke voorwaarden zoals duidelijke offertes en overeenkomsten, waarin de hoogte van de tarieven en de opbouw hiervan is aangegeven, een transparante en redelijke betalingsregeling, een transparante en redelijke regeling voor het opzeggen of ontbinden van overeenkomsten en in staat is klachten geschillen op een adequate wijze te behandelen;
- de ministeriële regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet – stellen eisen aan de leveringsovereenkomst met een kleinverbruiker, zoals personalia en het adres van de leverancier, een omschrijving van de te leveren goederen en diensten en de overeengekomen kwaliteitsniveaus daarvan, de wijze waarop informatie kan worden verkregen over de tarieven, de looptijd van de overeenkomst (als hierover niets is bepaald dan is het een overeenkomst voor onbepaalde tijd), het recht tot opzegging van de overeenkomst en de voorwaarden voor verlenging of beëindiging van de overeenkomst, een omschrijving van de toepasselijke vergoedingen en terugbetalingsregelingen de wijze waarop de geschillenprocedures aanhangig kunnen worden gemaakt.

Sinds begin 2006 monitort DTe de administratieve processen (en bijbehorend berichtenverkeer) rond switchen en verhuizen op maandelijkse basis, zodat consumenten en andere markt partijen (netbeheerders vs. leveranciers) geen hinder ondervinden van administratieve afhandeling door energiebedrijven. De resultaten worden eens per kwartaal gepubliceerd op de internetsite van DTe.

Unbundling: de wet schrijft voor dat energietransportdiensten van overige commerciële diensten juridisch gescheiden moeten zijn. De politiek is op dit moment met een directe ingreep in de marktstructuur bezig om concurrentievervalsing tussen leveranciers met en zonder een eigen distributienet te voorkomen. De splitsingswet (die economische splitsing moet bewerkstelligen) is aangenomen door de Tweede Kamer. De wet wordt waarschijnlijk in de tweede helft van 2006 voorgelegd aan de Eerste Kamer.

Ten slotte moeten voorgestelde fusies en overnames (o.a. in de energiesector) worden goedgekeurd door de Nederlandse Mededingingsautoriteit. Ook hiermee moet het verkrijgen van / uitoefenen van marktmacht worden voorkomen.

3 Regulering en Prestatie van de Gasmarkt

3.1 Reguleringsvraagstukken [Artikel 25(1)]

3.1.1 Algemeen

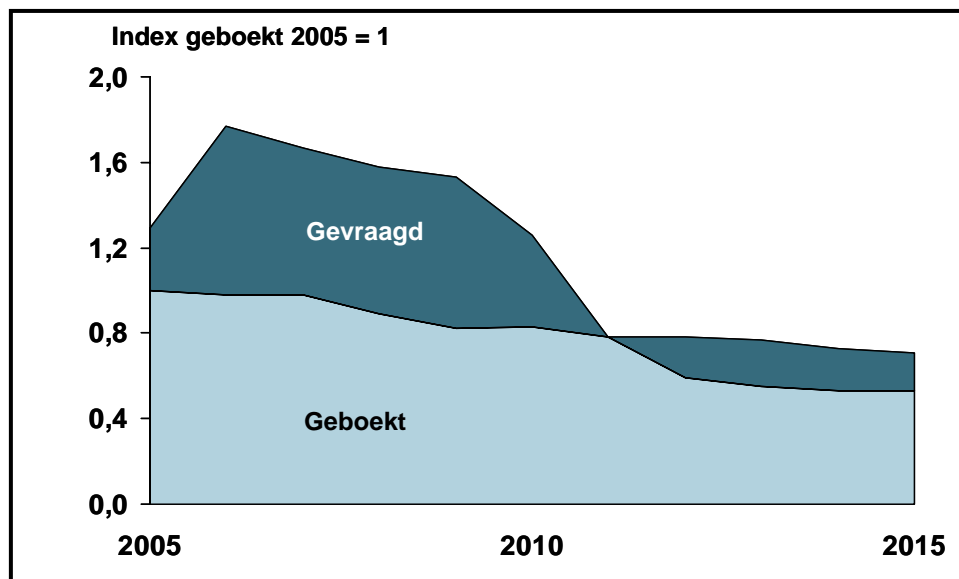
De openingsgraad van de Nederlandse elektriciteitsmarkt is 100 procent. Deze markt werd volledig geliberaliseerd op 1 juli 2004. Hiermee trad de laatste van drie fasen van liberalisering in werking waardoor kleinverbruikers hun gasleverancier vrij kunnen kiezen.

3.1.2 Management en allocatie van interconnectiecapaciteit en mechanismen ter handhaving van transportbeperkingen

Mate van congestie

Er lijkt sprake te zijn van contractuele congestie op importcapaciteit van H-Gas; alhoewel er (nog) geen concrete gevallen bekend zijn, is er naar de toekomst ook zorg over fysieke congestie. Voor exportcapaciteit is ook een indicatie van contractuele congestie.

Gevraagde en geboekte capaciteit volgens shippers. Bron: Shipper enquête gasmonitor DTe.



Het aanpak van congestie door GTS, de landelijke netbeheerder

GTS biedt afschakelbaar transport aan om aan de vraag naar schaarse grens transportcapaciteit te kunnen voldoen. Daarnaast overweegt GTS aanvullende investeringen om aan de vraag te voldoen. DTe beoordeelt momenteel of zij deze investeringen goed kan keuren als aanmerkelijke investering in de zin van de Gaswet.

Het gereguleerde systeem

Om gas op het Nederlandse systeem te kunnen invoeden (entry) of eraan te onttrekken (exit) moet bij GTS als landelijk netbeheerder capaciteit worden gereserveerd. De reservering is voor een bepaalde capaciteit (in m³/u of MW) voor een bepaald punt. Ieder entry- of exitpunt kan één gaskwaliteit hebben. GTS accepteert boekingen van capaciteit op een “First come, first served” basis. Zolang de gevraagde capaciteit de met zekerheid beschikbare capaciteit niet overstijgt, wordt vast (“firm”) geboekt. Omdat in de praktijk echter vaak blijkt dat shippers minder afnemen dan geboekt aangezien zij hun piekbehoefte reserveren, kan GTS boekingen blijven accepteren. Boeking boven de totaal beschikbare capaciteit worden dan op afschakelbare basis (“interruptible”) vastgelegd. Afschakelbare capaciteit is goedkoper dan vaste capaciteit, maar gaat gepaard met een kans dat de capaciteit niet beschikbaar is. Er zijn meerdere tranches met verschillende combinaties van prijzen en zekerheden. Kwaliteitsconversie kan niet interruptible worden geboekt; im- en exportcapaciteit wel. Firm im- en exportcapaciteit kunnen alleen geboekt worden in de fysieke stroomrichting van het gas; tegen de stroom in (“backhaul”) is altijd interruptible.

Shippers (non-balancing) die capaciteit geboekt hebben moeten één gasdag van tevoren aangeven (“nomineren”) hoeveel zij daadwerkelijk gaan gebruiken. Deze waarden kunnen zij nog tot 2 uur van tevoren wijzigen (“hernomineren”). Een shipper raakt capaciteit die wel is gereserveerd maar niet genomineerd kwijt (“use it or lose it”). Als de daadwerkelijke entry buiten de toegestane grenzen afwijkt van de exit, is er sprake van onbalans.

Informatieverplichtingen, secundaire markt en nieuwe ontwikkelingen

De regels ten aanzien van verdeling van transportcapaciteit, Use-It-Or-Lose-IT (UIOLI) en relevante marktinformatie zijn nader uitgewerkt in Transportvoorwaarden Gas – LNB d.d. 30 juni 2006³ : zie hoofdstukken 2.1, 2.2, 2.4, 4.2 t/m 4.4, 6. De landelijke netbeheerder dient zich eraan te houden.

Secundaire handel vindt nu nauwelijks plaats, waardoor schaarse capaciteit niet optimaal wordt verdeeld.

De verordening 1775/2005 is sinds kort van kracht. De landelijke netbeheerder en DTe kijken gezamenlijk hoe de daarin verwerkte verplichtingen door de netbeheerder kunnen worden nageleefd.

3.1.3 Reguleringsregime regionale netbeheerders

Nederland heeft 12 netbedrijven voor de distributie van gas. Deze bedrijven worden gereguleerd door DTe. DTe gebruikt een systeem van maatstafconcurrentie. De toegestane inkomsten van een bedrijf worden jaarlijks aangepast met $1 + \text{CPI} - x + q$. CPI is de Consumenten Prijs Index en q staat voor de kwaliteitsfactor. De meetlat wordt bepaald door de gemiddelde groei in totale factorproductiviteit (x). Elk jaar doen netbeheerders een tariefvoorstel. Dit voorstel zal door DTe worden beoordeeld.

³ Zie ook http://www.dte.nl/images/Transportvoorwaarden%20Gas%20-%20LNB_tcm7-88896.pdf

Voor het begin van een reguleringsperiode (drie jaar) wordt de x-factor geschat, gebaseerd op de algemene productiviteitsgroei in de voorafgaande periode. Aan het einde van een reguleringsperiode wordt de feitelijke productiviteitsgroei gemeten. Verschillen tussen de gerealiseerde en de geschatte productiviteitsgroei worden meegenomen in de volgende reguleringsperiode.

Dit meetlatsysteem zorgt voor prikkels om de productiviteit te vergroten. Hogere winsten kunnen worden behaald als een bedrijf een productiviteitsgroei realiseert die groter is dan de gemiddelde productiviteitsgroei. De productiviteit wordt gemeten door de kosten van het bedrijf te delen door hun gestandaardiseerde output. De kosten worden vastgelegd op een gestandaardiseerde wijze. Leveringsbedrijven dienen Regulatory Accounting Rules (RAR) te gebruiken.

Een gemiddeld huishouden met een een jaarlijkse consumptie van 1750 m³ betaalt ongeveer €100. De rekening van consument fluctueert tussen €82 en €109 voor verschillende netbeheerders. Meer informatie over de gereguleerde tariefstructuur van leveringsbedrijven kan worden gevonden op de website:

<http://www.dte.nl/nederlands/gas/transport/tariefregulering/tariefbesluiten.asp>

3.1.4 Effective Unbundling

Hoeveel TSOs en DSOs zijn er? Wat is de toepassing van de 100.000 klanten regel?

Voor zowel gas als elektriciteit is er één separate landelijke netbeheerder (TenneT, elektriciteit en GTS, gas). Daarnaast zijn er 4 DSOs met meer dan 100.000 klanten (Essent netbeheer, Continuon, Eneco netbeheer, Delta netbeheer) en een zevental DSOs met minder dan 100.000 klanten (Westland energieinfrastructuur, NRE netbeheer, Cogas netbeheer, Rendo netbeheer, ONS netbeheer, Obragas & Haarlemmermeer netbeheer en tot slot Intergas netbeheer). Alle DSOs leveren gas en elektriciteit, met uitzondering van Obragas & Haarlemmermeer en Intergas.

In Nederland worden kleine netbeheerders (onder 100.000 klanten) niet anders behandeld dan de grote netbeheerders.

Alle DSOs zijn volledig eigendom van Nederlandse gemeenten en provincies, met uitzondering van Obragas & Haarlemmermeer. De TSOs zijn volledig eigendom van de Nederlandse staat.

Unbundling en eigendom assets

Op dit moment zijn alle DSOs en TSOs juridisch gescheiden van niet-netbeheer activiteiten. Tevens is bij één netbeheerder (NRE netwerk) in 2006 ook het eigendom gescheiden. Dit betekent dat de netbeheerder niet langer in dezelfde groep is als bijvoorbeeld de leverancier. Voor deze netbeheerder geldt dat hij ook economisch eigenaar is van de netten. Voor alle andere DSOs geldt dit niet: het economisch eigendom van de netten ligt bij een groepsmaatschappij.

Bij alle DSOs is er sprake van shared services. Dit betekent dat bij de meeste DSOs administratieve diensten (o.a. facturatie, klantbeheer, call-centre activiteiten) door een Shared Service Centre BV uitgevoerd worden. Dit is een aparte juridische entiteit.

Vrijwel alle DSOs hebben enkele tot hooguit 150 medewerkers op de eigen loonlijst. Voor de overige activiteiten wordt gebruik gemaakt van shared service centers. Energiebedrijven (groepen van netbeheerders en andere entiteiten die energie-gerelateerde activiteiten hebben) zijn verplicht om een programma te hebben tegen discriminatie. Hiervan maken zij jaarlijks een

openbaar verslag op. De medewerkers van de netbeheerders hoeven niet op een andere locatie werkzaam te zijn als hun collega's van groepsmaatschappijen.

DSOs en TSOs zijn verplicht om een aparte boekhouding te voeren. Hiervan wordt ook een jaarverslag opgesteld volgens accounting richtlijnen van DTe, naast uiteraard algemene accounting richtlijnen en openbaar gemaakt. De accountant van de netbeheerder geeft een verklaring af dat de jaarrekening is opgesteld met toepassing van de richtlijnen van DTe. De accounting standaarden geven methoden voor waardering van opbrengsten, kosten, activa en passiva. Bij kosten komt tevens aan de orde welke kosten wel opgevoerd mogen worden en welke kosten niet in de jaarrekening van de netbeheerder. Wanneer een netbeheerder aan het bovenstaande niet voldoet, zijn uiteindelijk sancties beschikbaar in de vorm van bijvoorbeeld boetes en lasten onder dwangsom. Hiervoor zijn nadere algemene wettelijke bepalingen.

Bestaat er een juridische scheiding voor DSO's en de TSO?

DSO's moeten worden vormgegeven als separate juridische entiteiten, binnen of buiten een verticaal geïntegreerde onderneming. TSO's moeten sinds juli 2004 zodanig ingericht worden dat commerciële en publieke werkzaamheden goed te onderscheiden zijn. Zij mogen nog wel onderdeel uitmaken van een holding waarin ook commerciële activiteiten plaatsvinden. Voor de DSO's bestaan concrete plannen om verdergaande stappen te zetten. De Tweede Kamer heeft een wetsvoorstel aangenomen (het zogenaamde "Splitsingswetsvoorstel") waarin een verdergaande en effectieve ontbinding van energiebedrijven wordt geregeld. Dit wetsvoorstel beoogt een situatie te realiseren waarin enerzijds het beheer van elektriciteits- en gasnetten en anderzijds de productie, levering of het verhandelen van elektriciteit of gas geen onderdeel meer uitmaken van éénzelfde concern of waarin netbeheerders enerzijds en productie-, handels- en leveringsbedrijven anderzijds aandelen in elkaar houden. In de praktijk komt dit neer op het splitsen van de huidige geïntegreerde regionale energiebedrijven in twee of meer (groepen van) bedrijven, waarbij in ieder geval één van de nieuwe bedrijven een bedrijf zal zijn waar de netbeheerder onderdeel van uitmaakt en waarin geen productie-, leverings- of handelsactiviteiten worden verricht. Omdat de landelijke netbeheerders feitelijk al niet meer verbonden zijn met producenten, leveranciers of handelaren, leidt dit wetsvoorstel voor hen niet tot een herstructurering. Over de wijze waarop deze splitsing moet plaatsvinden, bevat dit wetsvoorstel geen bepalingen. Het Splitsingswetsvoorstel is thans in behandeling bij de Eerste Kamer.

Meer gedetailleerde toelichting op de juridische scheiding van DSO's en TSO en een algemene beoordeling van de onafhankelijkheidseisen voor DSO's.

DTe heeft' in de laatste jaren intensief audits gedaan ten aanzien van DSO's. Er is meer gedetailleerde regelgeving over onafhankelijk netbeheer. Er zijn regels die gaan over de samenstelling van de directie en de raad van toezicht: de leden moeten in meerderheid onafhankelijk zijn van entiteiten die een commercieel belang hebben in energie. Er zijn regels aangaande de vraag welke taken uitbesteed kunnen worden aan gelieerde ondernemingen en welke taken de netbeheerder zelf moet uitvoeren. Bij deze laatste gaat het vooral om strategische taken waarbij het personeel in aanraking kan komen met commercieel gevoelige gegevens. Een derde groep regels gaat over de financiële onafhankelijkheid.

Al vanaf het begin van de energiemarktliberalisering is het verplicht om een gescheiden boekhouding te voeren voor netbeheerstaken. Strengere regels zijn daar recent aan toegevoegd. Groepsfinanciering van commerciële activiteiten met het net of inkomsten uit het netbeheer als onderpand is verboden ("ringfencing"), terwijl tegelijkertijd eisen worden gesteld aan de voor netbeheer beschikbare financiële middelen. Nieuwe CBL's zijn niet toegestaan, tenzij deze dienen ten behoeve van het netbeheer. Wat de mate van splitsing betreft: TSO's moeten direct of indirect eigendom van de Staat zijn. Dit is ook het geval, helemaal nu de TSO

voor gas recent volledig is gescheiden van diens commerciële taken op het gebied van gasproductie en -levering. DSO's moeten eigendom zijn van lokale overheden (hoewel vanuit de historie enkele uitzonderingen voor kunnen komen). Privatisering van DSO's zal op termijn waarschijnlijk mogelijk worden als de splitsingwet door de Kamer wordt aangenomen. Naar verwachting zal volledige splitsing en daarmee mogelijk privatisering niet plaatsvinden voor 2008. Tegen die tijd is het ook verplicht voor netbeheerders om zelf over het economisch eigendom van de assets te beschikken.

De mate waarin TSO's en DSO's gescheiden zijn van verwante leverings- en productiebedrijven.

Voor TSO's is dat nu volledig het geval. De TSO voor gas is recent afgescheiden van de productie- en leveringspoten van de Nederlandse Gasunie NV. De elektriciteit TSO kent geen activiteiten op het vlak van productie of commerciële levering.

Voor DSO's is dat in mindere mate het geval. Mede om deze reden heeft de minister van Economische Zaken het Splitsingswetsvoorstel ingediend. Volgens de minister van Economische Zaken is de aanleiding voor splitsing is drieledig. Naast de borging van de onafhankelijkheid van de netten, liggen ook de liberalisering en de internationalisering van de energiemarkt ten grondslag aan het wetsvoorstel. In het recente verleden is gebleken dat netbeheerders die onderdeel uitmaken van een groep waarin ook producenten, leveranciers of handelaren zijn opgenomen, geneigd zijn deze bedrijven te bevoordelen. De huidige integratie in één concern van netbeheerders en producenten, leveranciers en handelaren zorgt ervoor dat er geen sprake is van structureel onafhankelijke netbeheerders. Door de integratie in één concern vindt er altijd afstemming plaats tussen de concernonderdelen; dit is inherent aan de keuze om vennootschapsrechtelijk een groep te vormen. Het is juist die afstemming die de onafhankelijkheid van de netbeheerder ten opzichte van producenten, leveranciers en handelaren in gevaar brengt. Zo is de concernleiding uiteindelijk verantwoordelijk voor het gehele bedrijfsresultaat en zal zij haar uiterste best doen om dit resultaat te maximaliseren. De concurrentieverstorende prikkels die volgen uit de integratie in één concern, leiden gemakkelijk tot kruissubsidies, uitwisseling van gegevens, bevoordeling en financiële voordelen. Deze prikkels ondermijnen de transparantie van de Nederlandse energiemarkt en het gelijke speelveld tussen marktpartijen. Het wegnemen van deze verstorende prikkels en het feit dat centrale aansturing niet langer mogelijk zal zijn, zal daarom ook de leveringszekerheid versterken.

De netbeheerders kunnen zich na de splitsing geheel concentreren op hun kerntaak en de financiële resultaten uit het netbeheer kunnen niet langer worden aangewend ten behoeve van productie-, leverings- en handelsactiviteiten. Bovenstaande geldt onverkort voor de netbeheerders van het landelijk hoogspanningsnet en het landelijk gastransportnet. Deze netbeheerders zijn in de praktijk niet meer verbonden met producenten, leveranciers en handelaren, waardoor bovenstaande concurrentieverstorende prikkels en onafhankelijkheidsondermijnende gedragingen zich bij hen niet meer voor kunnen doen. Ook voor deze netbeheerders geldt dat deze borging van onafhankelijkheid structureel moet zijn en niet mag afhangen van feitelijke ontwikkelingen zoals de hoedanigheid van de aandeelhouder. De eisen die dit wetsvoorstel stelt aan netbeheerders, zoals ook de mogelijkheden die hen als gevolg van die onafhankelijkheid worden geboden, gelden daarom onverkort voor de landelijke netbeheerders.

De toelichting bij het Splitsingswetsvoorstel verwijst hierbij tevens naar het advies over de onafhankelijkheid van het netbeheer van 15 april 2004, waarin DTe concludeert dat de op dat moment geldende regelgeving niet toereikend is om de volledige onafhankelijkheid van de netbeheerders te waarborgen. DTe merkte toen op dat het zeer moeilijk is zicht te krijgen op de

naleving van de onafhankelijkheidsvereisten. Hierbij moet onderscheid gemaakt worden tussen toezicht en handhaving. De DTe beschikt na de sinds juli 2004 weliswaar over een breder en krachtiger handhavinginstrumentarium, maar handhaving – het repressief sanctionerend optreden – kan pas gebruikt worden wanneer een niet-onafhankelijke gedraging is geconstateerd. Juist dit laatste is zeer moeilijk en vergt een zeer grote toezichtinspanning. DTe wijst in haar advies van 15 april 2004 de concernstructuur aan als oorzaak voor het zeer moeilijk kunnen constateren van niet-onafhankelijke gedragingen. Volgens de minister van Economische Zaken blijft de conclusie van DTe uit april 2004 dat de toen geldende regelgeving ontoereikend was, ook met de huidige stand van regelgeving nog actueel. De DTe verwijst in het advies naar aanbevelingen die in juli 2003 zijn gedaan aan de Minister van Economische Zaken bij de eindrapportage onafhankelijk netbeheer. De belangrijkste aanbeveling in deze eindrapportage, die volgt op audits die DTe bij alle netbeheerders heeft uitgevoerd, is dat de fundamentele vraag of netbeheerders deel mogen uitmaken van een groep in overweging genomen zou moeten worden.

Een andere reden voor splitsing heeft te maken met de liberalisering van de energiemarkt, die in 1998 is ingezet en met de opening van de kleinverbruikersmarkt op 1 juli 2004 is voltooid. De liberalisering heeft ertoe geleid dat de structuur en het profiel van de geïntegreerde energiebedrijven is veranderd. Was een leverancier voorafgaand aan de liberalisering nog verzekerd van het aantal afnemers woonachtig in de aan hem toegewezen regio, nu moet hij zich op de markt begeven en klanten binnenhalen en –houden. Het risicoprofiel van een leverancier of andere activiteiten als energieproductie of -handel is voor veel publieke aandeelhouders van geïntegreerde energiebedrijven reden spoedig hun aandelen in ten minste deze risicovolle activiteiten te willen vervreemden.

Tenslotte is in Europa op de energiemarkten een trend waarneembaar van fusies en concentraties. Nederlandse energiebedrijven zullen op den duur deel gaan uitmaken van internationale ondernemingen die met elkaar concurreren op de verschillende markten binnen Europa. Bij de toekomstige ontwikkeling van de energiemarkt is de structurele borging van het onafhankelijke netbeheer leidend. Dit raakt immers het meest direct de publieke belangen die met de energievoorziening in Nederland gemoeid zijn. De Nederlandse markt is beter af in dit proces van internationalisering en concentratie in Europa als het net een geheel onafhankelijke rol vervult ten opzichte van levering, handel en productie van energie. Via de onafhankelijke netten kunnen diverse (internationale) energiebedrijven concurreren om marktaandeel op de Nederlandse markt. Het geïntegreerd voortbestaan van energiebedrijven past niet bij een structurele borging van de onafhankelijkheid van de Nederlandse netten.

Samenvattend zorgt dit wetsvoorstel voor een volstrekt onafhankelijk netbeheer waardoor de marktwerking verbetert en de consument op daadwerkelijke kosten gebaseerde nettarieven en eerlijke marktprijzen betaalt. Daarnaast creëert dit wetsvoorstel de mogelijkheid voor publieke aandeelhouders hun aandelen in de risicovolle activiteiten van de energiebedrijven te vervreemden, rekening houdend met de internationale ontwikkelingen op de elektriciteits- en gasmarkt. Voor het realiseren van deze afzonderlijke doelen zijn theoretisch verschillende instrumenten denkbaar. De voorgestelde splitsing van energiebedrijven is volgens de minister van Economische Zaken echter de enige manier om gelijktijdig alle doelen te realiseren.

De mate waarin netbeheerders zich aan het publiek presenteren als gescheiden entiteiten (naam en beeldmerk)

Hoewel de wet eist dat er voldoende onderscheid moet zijn in de naamvoering, opereren de meeste DSO's met namen die sterk lijken op die van de gelieerde leveringsbedrijven. Vaak met alleen de toevoeging "Netbeheer B.V.". Deze namen zijn goed bevonden door de overheid.

Gescheiden boekhouding

De wet verplicht netbeheerders een gescheiden boekhouding te voeren. Daarover zijn bepaalde regels opgesteld. Daartoe behoort de plicht om de jaarrekening te publiceren, op zijn minst door deze ter inzage te leggen voor het publiek op het kantooradres.

Eisen aan de gescheiden boekhouding: kostenallocatie et cetera

De energiewetten geven specifieke regels over de type activiteiten die omschreven moeten worden in de gescheiden boekhouding. Handhaving kan plaatsvinden wanneer de boekhouding niet adequaat is, bijvoorbeeld door het geven van een boete. DTe heeft ook boekhoudingregels ("Regulatory Accounting Rules") opgesteld. Het splitsingswetsvoorstel bevat daarnaast aanvullende eisen die de financiële onafhankelijkheid van netbeheerders ook na splitsing moeten waarborgen ("ringfencing").

Accountantscontrole verplicht?

De gescheiden boekhouding behoeft een accountantsverklaring voor de vraag of bevoordeling van gelieerde commerciële entiteiten heeft plaatsgevonden. Dergelijke kruissubsidiëring is expliciet verboden.

De rol van de compliance officer

Een compliance officer is niet verplicht. Pas sinds juli 2004 is het verplicht om over zogenaamde gedragsregels voor het personeel te beschikken. Die regels moeten discriminatie bij de uitvoering van netbeheerstaken voorkomen. De meeste netbeheerders zijn bezig met de implementatie, waaronder vaak een vorm van interne controle op de naleving veelal deel uit maakt. DTe zal een en ander controleren in de loop van 2005.

De mate waarin en de wijze waarop kosten worden gedeeld, alsmede de reactie van de toezichthouder

Het gebruik van Shared Service Centra is wijd verspreid en de kostenallocatie binnen concerns is vaak intransparant. Een aanzienlijk deel van de netbeheerders is afhankelijk van dergelijke diensten en andere vormen van facilitering vanuit het concern. Gesproken wordt over zogenaamde magere netbeheerders: deze bestaan op papier als onafhankelijke juridische entiteiten maar zijn in de praktijk nog zeer afhankelijk van en verweven met de overige divisies uit het concern.

De toezichthouder heeft serieuze bedenkingen met betrekking tot de vraag of de kostenverdeling plaatsvindt op een adequate wijze. Een belangrijke reden daarvoor is het feit dat vaak gebruik wordt gemaakt van Shared Service Centra. Die zijn intransparant voor derden zoals de toezichthouder. Om die reden heeft DTe voor de tariefregulering standaards ontwikkeld voor de kostenallocatie binnen het verticaalgeïntegreerde energiebedrijf. Daarnaast zijn boekhoudingregels opgesteld. Het splitsingswetsvoorstel bevat, mede op advies van DTe, nadere regels over de typen activiteiten die netbeheerders zelf moeten uitvoeren en activiteiten die zij mogen uitbesteden. Hiermee wordt een einde gemaakt aan het fenomeen "magere netbeheerder". Tevens zal met dit wetsvoorstel definitief worden geregeld dat de netbeheerder beschikt over het economisch eigendom van de door hem beheerde activa.

De sanctie-instrumenten van de Nederlandse toezichthouder

Als een netbeheerder zich niet aan de genoemde eisen houdt, kan DTe een sanctie opleggen. Bijvoorbeeld een boete of een last onder dwangsom. Daarnaast bestaat de bindende aanwijzing; een last zonder dwangsom. Ten slotte kan de Minister van Economische Zaken, in het ergste geval, de aanwijzing als netbeheerder intrekken en een andere netbeheerder aanwijzen.

Economische ontvlechting

Om concurrentievervalsing tussen leveranciers met en zonder een eigen distributienet te voorkomen is de splitsingswet geaccordeerd door de Tweede Kamer en thans in behandeling bij de Eerste Kamer. Na goedkeuring door de Eerste Kamer zal de wet zo spoedig mogelijk in werking treden.

Het merendeel van de netbeheerders is niet structureel gescheiden van de rest van het energiebedrijf. Tijdens de parlementaire behandeling van het splitsingswetsvoorsel hebben enkele kleinere netbeheerders besloten zich vrijwillig te splitsen, vooruitlopend op de eisen in deze wet.

Aantal netbeheerders

Op dit moment bestaan er 16 elektriciteitsnetbeheerders en 22 gasnetbeheerders. Deze netbeheerders zijn niet allen onafhankelijk van elkaar; sommige opereren binnen dezelfde groep.

Eigendom

De meeste DSO's zijn eigendom van lokale overheden; de TSO's zijn 100% staatsbedrijven.

3.2 Competition Issues [Article 25(1)(h)]

3.2.1 Description of the wholesale market

Marktstructuur

De Nederlandse gasmarkt wordt beschreven aan de hand van de onderstaande overzichten met betrekking tot binnenlandse consumptie, productie, import, en een weergave van de shippers op het Nederlandse landelijke gastransportnet.

Consumptie, binnenlandse productie en import (GWh) in 2005. Bron Gasmonitor data DTe:

	Consumptie	Productie	Import
Hoogcalorisch gas	137.994	394.194	178.440
Laagcalorisch gas	0	0	-
Groningen plus gas	291.285	0	-
Groningen gas	10	350.059	284

De shippers op de Nederlandse gasmarkt (juli 2006):⁴

Atel AG	Gasunie Trade and Supply
BHP Billiton Marketing	Gaz de France
BP Energy Marketing B.V.	Gazexport Ltd.
ConocoPhillips (U.K.)	Glencore Energy UK Ltd.
Delta Energy B.V.	Hess Energy Power & Gas Company Ltd
D-Gas B.V.	Merrill Lynch Commodities (Europe) Ltd.
D-Gas Storage B.V.	N.V. Nuon Energy Trade & Wholesale
Distrigas N.V.	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Dong	Norsk Hydro Energie Marketing
E.ON Benelux Generation N.V.	Norsk Hydro Energy B.V.
E.On Ruhrgas AG	RheinEnergie AG
EDF Trading Ltd. Holborn	RWE Energy AG
Electrabel S.A.	RWE Energy Nederland N.V.
ENECO Energy Trade B.V.	Sempra Energy Europe
Energiehandelsgesellschaft West MbH	Stadtwerke Hannover AG
ENI UK Ltd.	Statkraft Markets GmbH

⁴ Bron: www.gastransportservices.nl

Enoi Spa	Statoil Gas Trading Limited
Essent Energy Trading B.V.	Total Gas & Power Ltd
EuroHub B.V.	TRIANEL European Energy Trading GmbH
Eurohub GmbH	Vitol S.A.
EWE AG	Wingas GmbH
Gaselys	Zarubezhgaz Management und Beteiligungsgesellschaft mbH

De herkomst van import (bcm) in 2004 was uit Noorwegen (6,16), Rusland (2,67), Duitsland (4,5), GB (1,8), Denemarken (0,75).⁵ De grootste gasproducenten in Nederland waren in 2005: NAM, Total, GdF, Wintershall en BP.⁶

Het transport van gas wordt verzorgd door regionale netbeheerders en de landelijke netbeheerder (Gasunie Transport Services). Zowel voor landelijk als regionaal transport geldt een rTPA regime en wordt gebruik gemaakt van een vergunningensysteem.

Voor gasopslag geldt een nTPA regime. Landsgrensoverschrijdende transportnetten en LNG installaties vallen onder een rTPA regime. De gaswet geeft een mogelijkheid om voor zowel gasopslag, landsgrensoverschrijdende transportnetten en LNG installaties ontheffing voor het derden toegangssysteem aan te vragen.

De Nederlandse Aardolie Maatschappij (hierna: NAM) is één van de grootste producenten van aardgas in Nederland, is een dochteronderneming van Exxon (50%) en Shell (50%). NAM heeft tot op heden twee installaties voor ondergrondse gasopslag in bezit (in de gasvelden van Norg en Grijskerk). BP heeft een gasopslag in Alkmaar in bezit. Naar verwachting zullen er vanwege de binnenlandse en buitenlandse vraag diverse opslagfaciliteiten in Nederland bijkomen. Essent en NUON maken voor de Nederlandse markt gebruik van Duitse zoutcavernes bij Epe. Essent werkt tevens aan plannen om het Waalwijk gasveld om te bouwen tot gasopslag. Nuon-GTS-Akzo Nobel hebben een project gestart om nieuwe zoutcavernes bij Zuidwending te creëren voor gasopslag (beoogde in bedrijfstelling ca. 2008-2010).

De BBL (Balgzand Bacton Lijn) is een interconnector tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk. De BBL is een samenwerkingsverband tussen Gasunie, Eon Ruhrgas en Fluxys. Echter de capaciteit is verkocht aan Gasunie Trade en Supply, Eon Ruhrgas Trade en Wingas.

Momenteel staat er in Nederland een LNG regasificatie terminal, deze is in bezit van N.V. Nederlandse Gasunie. Tevens bestaat er interesse om in de nabije toekomst LNG regasificatie capaciteit te gaan ontwikkelen. Deze initiatieven liggen bij de volgende partijen:

- Gate terminal B.V. (samenwerking tussen N.V. Nederlandse Gasunie en Koninklijke Vopak)
- Essent en ConocoPhillips

⁵ Bron: Cedigaz.

⁶ Bron: Olie & Gas jaarboek.

- 4Gas (Petroplus)

Concentratie

Het aantal spelers op de groothandelsmarkt gas was in de periode 2001 tot en met september 2004 aanzienlijk toegenomen, namelijk van 8 naar 69. Hoewel er nog geen inzicht bestond in de marktaandelen van alle partijen, kon wel worden berekend dat het marktaandeel van de grootste aanbieder 80% was.

Het niveau van liquiditeit

In 2005 is het aandeel van de Nederlandse gasconsumptie dat op het Title Transfer Facility (TTF), met name TTF-Wobbe H, verhandeld is met ruim 50% toegenomen ten opzichte van 2004. Het totaal verhandelde volume is in die periode zelfs bijna verdubbeld, wat duidt op een toename van de liquiditeit in de groothandelsmarkt gas.

Toekomstblik

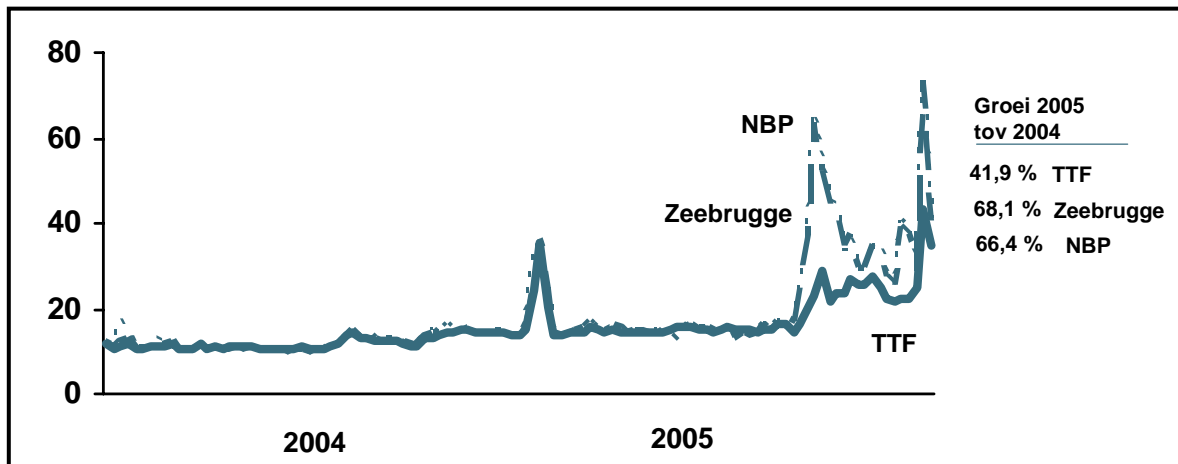
Ondanks de toename van het aantal spelers op de groothandelsmarkt gas waren in 2005 ook verschillende toetredingsdrempels aanwezig. Deze drempels waren niet zozeer het gevolg van juridische of feitelijke toegangsprocedures maar van de problemen die marktpartijen ondervonden om toegang te krijgen tot noodzakelijke middelen voor levering. Zo was er te weinig flexibiliteit beschikbaar tegen redelijke tarieven. Bovendien werd de toetreding van marktpartijen tot de huishoudelijke en zakelijke markt beperkt doordat er te weinig (contractuele) capaciteit beschikbaar was voor kwaliteitsconversie. En ten slotte was er weinig (contractuele) importcapaciteit beschikbaar. Ook hierdoor werden de mogelijkheden voor nieuwkomers om toe te treden op de groothandelsmarkt gas beperkt.

In 2005 heeft de NMa een aantal maatregelen genomen om de geconstateerde toetredingsdrempels te verlagen. Zo is op 5 december 2005 het besluit genomen dat Gas Transport Services B.V. (GTS) als beheerder van het landelijke netwerk vanaf 1 januari 2006 ook flexibiliteitsdiensten moet aanbieden. Daarnaast zijn verschillende commerciële spelers gestart met een onderzoek naar de mogelijkheden van nieuwe bronnen voor gasaanvoer en flexibiliteit. Zo wordt gekeken naar de mogelijkheden van exploitatie van vloeibaar gas (LNG) dat via zeeschepen wordt aangevoerd en worden initiatieven voor nieuwe ondergrondse gasopslag waarmee flexibiliteitsdiensten kunnen worden aangeboden door een aantal partijen onderzocht.

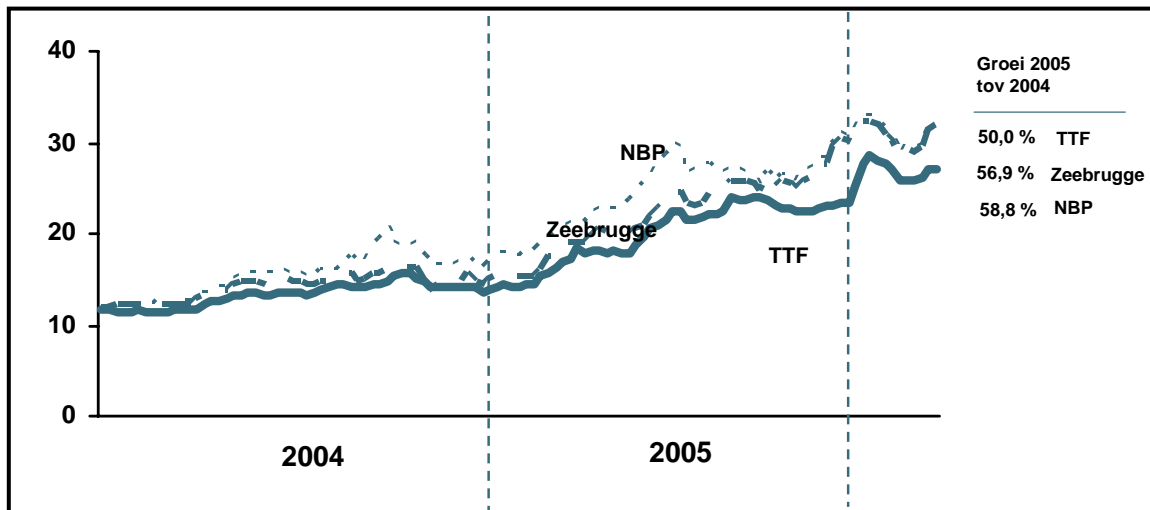
Mate van integratie met markten in buurlanden

Nederlandse groothandelsmarkt is gekoppeld met buitenlandse markten, maar van volledige marktintegratie is nog maar beperkt sprake. Handel op de Nederlandse groothandelsmarkt is voornamelijk beperkt. Handelsomvang op het TTF neemt weliswaar sterk toe, maar is nog beperkt in omvang in vergelijking met NBP. Liquiditeit(ontwikkeling) van de markt wordt positief ingeschat. Een aantal figuren illustreren deze ontwikkelingen middels prijstrends.

Figuur. Day-Ahead prijzen (EUR/MWh) op NBP, Zeebrugge en TTF. Bron: Platts, Gasmonitor DTe.



Figuur. Prijswontwikkeling van jaarcontracten op NBP, Zeebrugge en TTF. Bron: Platts, Gasmonitor DTe.



TTF wordt op de Noordwest Europese markt als belangrijk gezien, dit blijkt uit de inschatting van marktpartijen in Gasmonitor DTe met betrekking tot de relatieve liquiditeit van enkele internationale handelsplaatsen. Daarbij is hen gevraagd het NBP, Zeebrugge, TTF en de VEP-BEB in Duitsland te vergelijken. De antwoorden van marktpartijen resulteert in de volgende rangorde:

1. NBP is de meest liquide markt, gevolgd door
2. TTF en Zeebrugge op een gedeelde tweede plek
3. Gevolgd door VEP-BEB

Daarbij is hun ook gevraagd onderscheid te maken naar soorten producten. De liquiditeit van afzonderlijke producten leidde echter niet tot een andere rangorde voor de afzonderlijke marktplaatsen. Wel is het zo dat Zeebrugge als meer liquide wordt gezien voor de kortere producten (maand en minder), terwijl TTF meer liquide wordt gezien voor de langere termijn producten.

3.2.2 Beschrijving van de Detailhandelsmarkt voor Gas

DTe beschikt niet over cijfers die kunnen worden uitgesplitst naar de gevraagde segmenten, noch over industriële of commerciële middengrootverbruikers met een verbruik tussen 50 MWh en 2000 MWh, noch over industriële grootverbruikers met een verbruik groter dan 2000 MWh.

Marktstructuur

Er zijn drie leveranciers op de Nederlandse markt van gas met een marktaandeel boven de 5 procent in het kleinverbruikersegment. De structuur van de Nederlandse detailhandelsmarkt van gas wordt gekenmerkt door deze drie grote leveranciers en een groter aantal (zeer) kleine aanbieders. De drie grote aanbieders hebben samen een marktaandeel van ongeveer 79 procent in het kleinverbruikersegment. De andere 16 onafhankelijke spelers hebben elk een marktaandeel van minder dan 5 procent. Op 1 juni 2006 waren er in totaal 26 partijen in het bezit van een leveringsvergunning gas.

C3 - index	G
1 juli 2004	86%
1 januari 2005	84%
1 juli 2005	83%
1 januari 2006	79%
1 juli 2006	79%

Tabel 4.2.2-a: Ontwikkeling C3-index voor gas sinds marktopening

Toe- en uittreding, internationale penetratie

Sinds de volledige liberalisering vonden de volgende overnames van Nederlandse elektriciteitsleveranciers door buitenlandse ondernemingen plaats:

<2004

Obragas en Haarlemmermeergas – RWE (Duitsland)

2004 / 2005

NRE - E.ON (Duitsland)

Intergas - Dong (Denemarken)

Oxxio - Centrica (GB)

Spark Energy - Electrabel (België)

2006

Cogas - Electrabel (België)

Rendo - Electrabel (België)

De buitenlandse ondernemingen bouwen met deze overnames een platform van waaruit zij hun aandeel op de Nederlandse markt willen vergroten. Tot nu toe zijn de Nederlandse bedrijfsnamen/merken in stand gehouden. Alle buitenlandse toetreders hebben ambitieuze groei-targets op de Nederlandse markt.

Naast toetreding door buitenlandse ondernemingen, zijn er ook binnenlandse toe- en uitreders. In 2006 is aan één nieuwe leverancier op de gasmarkt een vergunning verstrekt, twee vergunningaanvragen zijn op dit moment in behandeling en ten minste twee zijn in voorbereiding.

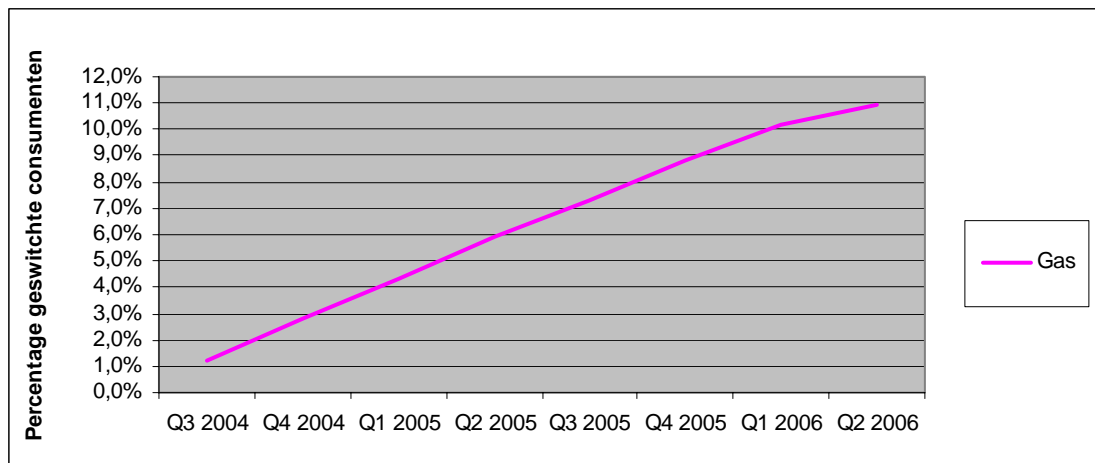
Verticale integratie levering-productie en levering-netwerk

Er is geen sprake van verticale integratie tussen levering aan de kleinverbruikermarkt – en gasproductie: de producent van gas in Nederland verkoopt niet direct aan de kleinverbruikermarkt.

Er zijn 20 Leveranciers. Onder deze 20 leverancier zijn er 11 onafhankelijk opererende spelers met een directe of indirecte verbinding met een netbeheerder. Er zijn 9 gasleveranciers zonder verbinding met een Nederlandse netbeheerder. Deze 9 leveranciers zijn allemaal onafhankelijke spelers van elkaar. Uitgedrukt in marktaandeel van de kleinverbruikermarkt van gas omvat de verticale integratie van net- met leveringsbedrijven 94 procent.

Switches

Tussen 1 juli 2004 (het moment van volledige marktopening) en 1 juni 2006 zijn er ongeveer 720.000 gasklanten gewisseld van leverancier. Dit is 10,9 procent van het totale aantal huishoudelijke gasklanten. Onderstaande figuur geeft een overzicht.



Figuur 4.2.2-b: Ontwikkeling switchpercentage voor gas sinds marktopening

Switchprocedures

Procedure is identiek aan de procedure voor elektriciteit: Om te switchen moeten elektriciteitsklanten schriftelijk of mondeling (bijvoorbeeld telefonisch) de nieuwe leverancier informeren over hun switchintentie en deze nieuwe leverancier machtigen de benodigde informatie op te vragen en handelingen uit te voeren (o.a. het opvragen van informatie uit het aansluitingsregister van de netbeheerder en het regelen van de programmaverantwoordelijkheid). Daarnaast moeten zij de meterstand doorgeven. Doen zij dat laatste niet, dan accepteren zij dat de eindafrekening van de oude leverancier wordt gebaseerd op geschatte standen. Hiermee heeft de klant alles gedaan wat hij noodzakelijkerwijs voor een switch moet doen. In dit verband adviseert DTe aan consumenten na te gaan of de nieuwe leverancier de looptijd van het contract bij de oude leverancier respecteert. De klant is dan zeker dat niet onverwachts een opzegvergoeding bij hem in rekening wordt gebracht¹. Daarna hoeft de klant niets meer te doen en wacht de klant op de bevestiging door de nieuwe leverancier en de eindafrekening van de oude leverancier.

De nieuwe leverancier dient het switchverzoek in bij de netbeheerder. De bij de switch behorende meterstanden moet de nieuwe leverancier zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk 15 werkdagen na de switchdatum naar de netbeheerder sturen. Direct na ontvangst van het switchverzoek voert de netbeheerder een aantal controles uit (o.a. of de aanvraag minimaal 5

dagen voor de beoogde switchdatum is ingediend). Indien de controles positief zijn, bevestigt de netbeheerder de acceptatie van de switch uiterlijk de werkdag na ontvangst van de switchmelding aan de oude en aan de beoogde nieuwe leverancier. De netbeheerder muteert op dat moment ook het aansluitregister. De netbeheerder geeft zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk de dertigste werkdag na de switchdatum aan zowel de oude als de nieuwe leverancier de vastgestelde meterstand(en) door. Aan de oude leverancier geeft de netbeheerder tevens het verbruik op, zodat de oude leverancier de eindnota kan opstellen.

Switchproblemen

Om verschillende redenen worden switchverzoeken afgewezen. Tussen 1 juni 2004 en 1 juni 2006 werden ca. 93.500 switchverzoeken afgewezen (waarvan ongeveer 44.000 in het afgelopen jaar). De voornaamste redenen zijn: (1.) switchaanvraag is reeds ingediend (2.) de aanvraag komt te vroeg of te laat (3.) het betreft geen echte switch (4.) de aansluiting is geblokkeerd voor switch en verhuizing of is afgesloten wegens inhuizing.

Prijzen, tarieven en belastingen per notaonderdeel

Transportkosten zonder heffingen

Transportkosten bestaan uit:

Verbruiksafhankelijke kosten (ook wel volume kosten genoemd)

Vastrecht transport

Vastrecht aansluiting

Capaciteit transport.

De transporttarieven zijn gereguleerd. De tarieven kunnen verschillen per netbeheerder. Tabel 4.2.2-c geeft een overzicht van de tarieven.

Bedrijf	per jaar Vastrecht (Euro)	tarief per eenheid rekencapaciteit per jaar (capaciteits- afhankelijk Tariefsoort) (Euro)	Verbruiks- afhankelijk tarief per Nm3 (normaal m3) (Euro)
DELTA Netwerkbedrijf B.V.	40,56	5,40	0,02005
Gezamenlijke netbeheerders ENECO	30,00	12,1216	0,0125
Essent Netwerk B.V.	18,00	16,44	0,0112883
Intergas Netbeheer B.V.	30,00	13,00	0,01137
Netbeheerder Centraal Overijssel B.V.	28,56	13,94	0,010725
NRE Netwerk B.V.	18,00	15,47	0,01075
N.V. Continuon Netbeheer	27,60	13,20	0,012296
Obragas Net N.V.	27,60	14,77	0,01098
ONS Netbeheer B.V.	18,12	13,08	0,015
RENDO Netbeheer B.V.	16,57	18,00	0,01168
B.V. Netbeheer Haarlemmermeer	27,60	12,65	0,011201

Westland Energie Infrastructuur B.V.	30,00	8,628	0,009073
--------------------------------------	-------	-------	----------

Tabel 4.2.2-c: Gereguleerde transportkosten voor gas

Heffingen in transportkosten

Voor gas is er geen heffing inbegrepen in de transportkosten.

Metering kosten

De metering tarieven⁷ (meterhuur) zijn niet gereguleerd. Op dit moment beschikt DTe niet over alle relevante gegevens.

Energiekosten

De leveringstarieven zijn niet gereguleerd. Per 1 januari 2006 betaalt een huishouden met een gemiddeld verbruik (1800 m³ per jaar) €762 netto op jaarbasis⁸ (ongeveer 45% van de totale gasrekening van de consument). Dit leidt tot een gemiddeld leveringstarief (inclusief vaste lasten voor levering) van 0,42 Euro per m³. De redelijkheid van de tarieven wordt bewaakt door DTe.

Belastingen

Er zijn verschillende belastingen op de levering van energie. De energiebelasting bedraagt voor gas €0,1507 per m³ geleverde gas per 1 januari 2006. Op het gehele nettobedrag inclusief de energiebelasting wordt 19 procent belasting toegevoegde waarde (BTW) berekend. Vervolgens wordt een belastingvermindering van € 197 exclusief BTW toegepast (op de gehele energierekening).

⁷ Meterhuur staat vaak wel bij de post Transportkosten op de jaarrekening, maar behoren daar feitelijk niet toe. Metermarkt is vrije markt dus tarief is niet gereguleerd. De consument kan vrij kiezen.

⁸ Gebaseerd op cijfers van het Centraal Bureau voor Statistiek

4 Leveringszekerheid

Voor een uitgebreide beschrijving van de Nederlandse situatie met betrekking tot de leveringszekerheid van elektriciteit en gas verwijzen wij naar de Monitoringsrapportage Leveringszekerheid Elektriciteit en Gas van het Ministerie van Economische Zaken die recent naar DG TREN van de Europese Commissie is verstuurd.

4.1 Elektriciteit [Artikel 4]

Tabel 5.1 van de excel-bijlage geeft de huidige en de verwachte ontwikkeling van de piekvraag en het beschikbare productievermogen in Nederland weer. Hierin vindt u tevens het overzicht van de nieuwe investeringen in productievermogen per opwekkingsbron voor het jaar 2004 en de toekomstige jaren.

Onderstaande tabel 5.1 geeft een totaalbeeld voor het jaar 2004 van het huidige productiepark in Nederland onderverdeeld naar opwekkingsbron.

Tabel 5.1

Hoofdbrandstof(fen)	Capaciteit (GW)
Splijtstof	0.4
Kolen *1)	4.2
Hoogovengas / Aardgas	0.9
Aardgas - Grotere eenheden *2)	11.4
Aardgas/Olie - Kleinere WKK eenheden	2.6
Afval	0.4
Hydro	0.0
Wind	1.1
Totaal	21.1
Totaal (exclusief wind)	20.0

*1) Meeste koleneenheden stoken ook biomassa tot een maximum van ca.20% Meeste koleneenheden hebben ook de mogelijkheid om over te schakelen op aardgas of olie

*2) Sommige gasgestookte centrales hebben de mogelijkheid om over te schakelen op olie. Enkele gasgestookte eenheden verstoken ook bio-olie en biogas.

Raamwerk voor de aanleg van infrastructuur

DTe heeft geen directe rol in investeringen en vergunningverlening voor nieuwe productiemiddelen. Er zijn geen impliciete of expliciete mechanismes om de bouw van nieuwe productiecapaciteit te bevorderen. De TSO contracteert wel regelvermogen (250 MW voor 2006 en 300 MW voor 2007) en noodvermogen (300 MW) voor balanshandhaving. Dit vormt dus voor een klein deel van de productiecapaciteit een inkomstenbron naast de normale elektriciteitsmarkt. De TSO rapporteert aan de Minister van Economische Zaken omtrent de ontwikkeling van de voorzieningszekerheid. Indien nodig kan de Minister besluiten om een additioneel capaciteitsmechanisme, zogenaamde vangnet, in werking te stellen. Dit vangnet zou dan inhouden dat de TSO additioneel vermogen gaat contracteren voor een aantal jaren om een investeringsprikkel te genereren. Ook in 2006 is besloten dit vangnet vooralsnog niet in werking te stellen.

Het raamwerk voor de aanleg van transportinfrastructuur is als volgt: DTe reguleert de tarieven van netbeheerders, zowel TSO als DSO's.

Voor zover het DSO's betreft houdt DTe toezicht op de output van de netkwaliteit, de uitvalduur per jaar per aansluiting. Bij goede netkwaliteit mogen tarieven omhoog. Bij lage netkwaliteit gaan deze omlaag. De netbeheerders moeten met deze inkomsten uit tarieven onderhoud en normale uitbreidingen van de transportnetten financieren. In deze gevallen is er geen rol voor DTe. De netbeheerders zijn vrij beslissing over de aanleg van infrastructuur te nemen. Als een bijzondere uitbreiding van de transportnetten wordt beoogd, kan een uitzonderlijke tariefverhoging worden aangevraagd. Deze aanvraag moet dan wel bij DTe worden ingediend en door DTe worden beoordeeld.

Daarentegen moet de TSO alleen de vervangingsinvesteringen uit hun, via tarieven genereerde, omzet financieren (omzetregulering). Voor alle andere investeringen mag tariefverhoging of het benutten van de veiligingsopbrengst worden aangevraagd.

De planningscriteria voor het ontwerp van het 380 kV en 220 kV net van de TSO inclusief de verbindingen met de onderliggende netten zijn vastgelegd in de Netcode, waarbij de Netcode is vastgesteld door DTe. De TSO toetst hoe voor diverse groeiscenario's aan deze criteria kan worden voldaan. De TSO publiceert de resultaten in een Kwaliteits- en Capaciteitsplan. Dit plan dient te voldoen aan een Ministeriële Regeling "Kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas" en wordt beoordeeld door DTe. Bovenstaand planningsproces geldt ook voor de planning van de netten van de DSO's.

Infrastructuurprojecten

De belangrijkste infrastructuurprojecten zijn de volgende waarvan twee internationale zee kabel verbindingen:

Sinds 2002 wordt gebouwd aan de versterking en uitbreiding van het 380 kV net in west Nederland (project Randstad 380 kV) via de trajecten Maasvlakte - Bleiswijk en Diemen-Zaandam-Beverwijk. De werkzaamheden hiervan gingen gewoon door.

De aanleg van een zee kabelverbinding van 700 MW tussen Nederland en Noorwegen door de TSO's van die twee landen verloopt volgens schema. De verwachting is dat deze verbinding in 2007 in gebruik kan worden genomen.

BritNed heeft op 13 juni 2006 een aanvraag voor een ontheffing ingediend bij de Minister van Economische Zaken voor een zee kabelverbinding tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk.

Het betreft een verzoek tot vrijstelling van besteding van de opbrengsten van de kabel voor 25 jaren. De Raad van Bestuur van de DTe heeft de wettelijke taak om de Minister te adviseren bij de beoordeling van de aanvraag. NLink International B.V. is een dochteronderneming van TenneT, die samen met het Britse National Grid de joint venture BritNed Development Ltd.) heeft opgericht. BritNed voorziet in gebruik van de verbinding midden jaar 2010. De capaciteit van de verbinding is nog niet vastgesteld, mogelijk is 700-1320 MW.

Voor meer informatie over infrastuctuurprojecten wordt verwezen naar het Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2006-2012 van TenneT.

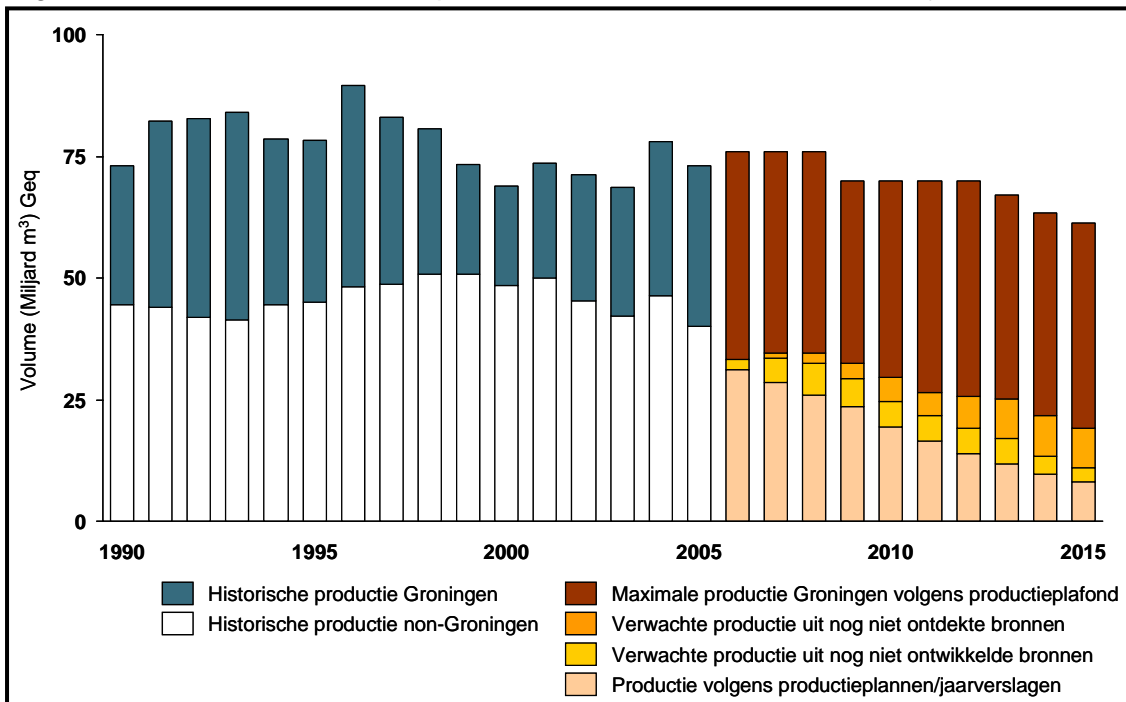
4.2 Gas [Article 5]

Onderstaand volgt een overzicht van stand van zaken met betrekking tot de leverings- en voorzieningszekerheid van gas in Nederland voor de genoemde hieronder onderdelen.

a) het evenwicht van vraag en aanbod op de nationale markt

Voor een nadere toelichting wordt verwezen naar het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument, in december 2005 gepubliceerd door GTS en beschikbaar op de website <http://www.gastransportservices.nl/>. De onderstaande grafiek laat zien dat Nederland beschikt over ruim voldoende gasvoorraden om aan de binnenlandse vraag te kunnen voorzien. Vanaf 2009 is er sprake van een duidelijke afname van de hoeveelheid binnenlandse productie. Dit is een verschil ten opzichte van de vorige monitoringsrapportage 2005 waarin de productie uit het Groningen veld werd beperkt door het 'nationale' productieplafond. In de huidige rapportage geldt een plafond op Groningen. Dit plafond is vastgesteld op een jaarmaximum van 425 mrd m³ voor de periode 2006-2015. Dit betekent een gemiddeld jaarmaximum van 42,5 mrd m³.

Figuur. Verwachte binnenlandse productie tot 2015. Bron: Olie en Gas jaarboek



b) het niveau van de toekomstige vraag

Is reeds beantwoord bij onderdeel a.

c) de geplande of in aanbouw zijnde extra productie en netwerkcapaciteit

Voor de beantwoording van de geplande extra productiecapaciteit verwijs ik naar onderdeel a, waarin wordt ingegaan op de totale hoeveelheid productie en het ingestelde productieplafond voor Nederland.

Door verder teruglopende productie uit kleine velden (zie hiervoor ook de GTS rapportage “Overzicht ramingen gas uit kleine velden”, gepubliceerd op <http://www.gastransportservices.nl/>) zullen, om de leveringszekerheid op peil te houden, additionele hoeveelheden gas moeten worden geïmporteerd.

Dit importgas kan per pijpleiding worden aangevoerd of per schip in de vorm van vloeibaar aardgas (LNG). Op enkele entrypunten in het noordoosten van Nederland hebben shippers reeds concrete behoefte getoond om additionele entrycapaciteit te contracteren. Het transportnet zal daartoe moeten worden uitgebreid. Investeringsvoorstellen zijn hiervoor ingediend bij DTe door GTS.

Met betrekking tot de geplande of in aanbouw zijnde netwerkcapaciteit wordt verder verwezen naar het reeds bij de Commissie bekende voorstel voor de investeringen in de BBL-lijn, met natuurlijk samenhangende investeringen in het GTS-net (staat gepland voor 2007). Het totale jaarvolume bedraagt naar verwachting circa 12 miljard m³, maar is afhankelijk van de benutting door de shippers. Marktpartijen hebben tevens plannen ontvouwd om LNG aan te voeren.

Voorts bestaan plannen om gas afkomstig van de NEGP te transporteren via het Nederlandse net. Naast teruglopende productie uit kleine velden zal er op termijn ook sprake zijn van teruglopende productie uit het Groningen veld. Ter compensatie zal ook hiervoor additionele importcapaciteit benodigd zijn.

Tenslotte zal er voor de terugloop van Groningen en het vermarkten van nieuwe Europese importstromen behoefte zijn aan additionele gasopslag.

d) de maatregelen in geval van piekbelasting of in het gebreke blijven van een of meerdere leveranciers.*Maatregelen in geval van piekbelasting*

Lidstaten worden middels richtlijn 2004/67/EG, betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasvoorziening, verplicht om de bevoorrading van huishoudelijke afnemers voldoende te beschermen o.a. bij extreem koude weersomstandigheden. Hiervoor is in Nederland het Besluit Leveringszekerheid Gaswet (Staatsblad 2004, nr. 170) opgesteld. Om te voorkomen dat kleinverbruikers tijdens een extreem koude dag in de kou komen te staan door een tekort aan productie- en transportcapaciteit is in dit besluit opgenomen dat de netbeheerder van het landelijk gastransportnet de verantwoordelijkheid heeft om het volume en de capaciteit te reserveren voor de extra vraag van kleinverbruikers als de effectieve etmaaltemperatuur lager dan min 9 graden Celsius wordt. Volume en capaciteit beperkt zich tot de uren waar het uurverbruik van de kleinverbruiker boven het maximale uurverbruik ligt van een “min 9 gradendag”. De vergunninghouder betreft dit volume en de capaciteit verplicht via de netbeheerder van het landelijk gastransportnet. Samen met de vrij te contracteren basislevering voor min 9 graden en warmer, kan de vergunninghouder zodoende een complete levering tot en met min 17 graden aan kleinverbruikers aanbieden. De netbeheerder van het landelijk gastransportnet is er aan gehouden voor de pieklevering Europese marktconforme tarieven in

rekening te brengen. Dat voorkomt dat misbruik wordt gemaakt van de positie als enige leverancier van piekleveringen. Tegelijkertijd wordt de beheerder van het landelijk gastransportnet daarmee gedwongen om de benodigde voorzieningen zo efficiënt mogelijk te betrekken.

5 Openbare belangen en bijbehorende verplichtingen van leveranciers

Liberalisering kleinverbruikermarkt

Sinds 1 juli 2004 is de energiemarkt volledig geliberaliseerd. Naast de reeds in een eerder stadium gefaseerde liberalisering van de grootverbruikers mogen vanaf 1 juli 2004 ook de kleinverbruikers hun eigen leverancier voor gas en/of elektriciteit kiezen. De leveringstarieven worden vanaf 1 juli 2004 niet meer gereguleerd. Deze vrijmaking van de kleinverbruikermarkt vraagt extra waakzaamheid voor de belangen van de kleinverbruiker. Daartoe zijn de wet- en regelgeving aangepast. Zo is bijlage A bij de richtlijn 2003/54/EG over de voorschriften inzake consumentenbescherming in de Nederlandse energieregelgeving geïmplementeerd. De rol van DTe in dit verband is strikt toe te zien dat de regels betreffende de bescherming van de kleinverbruiker worden nageleefd en er voor te waken dat de marktwerking voldoende van de grond komt, zeker in de kritieke beginfase van het liberaliseringproces op de kleinverbruikermarkt. De bescherming van de kleinverbruiker is dan ook een van de kerntaken van DTe. Deze bescherming heeft op verschillende manieren vorm gekregen. Een belangrijk thema daarbij is het bevorderen van een transparante markt. DTe informeert daarom de kleinverbruiker over de actuele en feitelijke ontwikkeling van de kleinverbruikermarkt door indicatoren betreffende de prijsontwikkeling en de benutting van keuzevrijheid te publiceren. Zo worden prijsvergelijkers gemonitord op onafhankelijkheid, correctheid en betrouwbaarheid. Voorts krijgt de kleinverbruiker inzicht in het aantal klachten gerangschikt naar onderwerp die over de diverse energiebedrijven binnenkomen bij DTe. Daarnaast worden de administratieve processen (waaronder de factureringsproblematiek) bij diverse energiebedrijven aan een onderzoek onderworpen. Op kwartaalbasis verschijnt een overzicht van de administratieve prestaties van leveranciers op de internetsite van DTe.

Leveringsvergunning

Een leverancier die aan kleinverbruikers levert, dient te beschikken over een leveringsvergunning. Bij de vergunningverlening wordt getoetst of de leverancier beschikt over de benodigde organisatorische, financiële en technische kwaliteiten voor een goede uitvoering van zijn taak en of hij genoegzaam heeft aangetoond dat hij redelijkerwijs in staat kan worden geacht de verplichtingen die de Gas- en Elektriciteitswet aan de leverancier stelt na te komen. DTe beoordeelt verder of een leverancier duidelijke offertes en overeenkomsten hanteert waarin de hoogte van de tarieven en de opbouw is aangegeven. Voorts beoordeelt DTe of de leverancier beschikt over een transparante en redelijke betalingsregeling en over een transparante en redelijke regeling voor het opzeggen en ontbinden van de overeenkomsten. Ook zal een leverancier aan moeten kunnen tonen dat hij in staat is klachten en geschillen op een adequate wijze te behandelen. Daartoe maken de meeste energiebedrijven gebruik van een onafhankelijke geschillencommissie die geschillen tussen kleinverbruikers en energiebedrijven beslecht. Aan de leveringsvergunning kunnen verder voorwaarden worden verbonden die de bescherming van de kleinverbruiker nader borgen, zoals regels omtrent telefonische klantwerving of over de bekendmaking door de leverancier aan de kleinverbruiker van wijzigingen van leveringstarieven.

Daarnaast zijn door DTe in samenwerking met de sector algemene regels opgesteld waaraan leveranciers moeten voldoen. Zo biedt de wet de mogelijkheid de hoogte van een opzegvergoeding, die een leverancier in rekening mag brengen indien een kleinverbruiker voortijdig zijn contract opzegt, te limiteren. DTe heeft via de uitvaardiging van een beleidsregel van deze mogelijkheid gebruik gemaakt. Ook heeft DTe beleidsregels opgesteld die een tijdig

versturen van (eind)afrekening waarborgt. Verder hebben DTe en de sector op vrijwillige basis regels opgesteld die resulteren in duidelijke energienota's.

Vangnetregulering

Hoewel de leveringstarieven voor kleinverbruikers niet meer door DTe worden gereguleerd, wordt de hoogte van de verschillende leveringstarieven die bij kleinverbruikers in rekening wordt gebracht wel door DTe gecontroleerd op redelijkheid. Indien DTe van oordeel is dat de tarieven voor levering onredelijk zijn, kan een maximumtarief worden vastgesteld. Op deze wijze worden kleinverbruikers beschermd tegen te hoge tarieven. DTe heeft enkele leveranciers aangesproken op de hoogte van de leveringstarieven. De betreffende leveranciers zullen de hoogte van de gestelde tarieven moeten verklaren. Een mogelijke verklaring kan zijn dat de superieure kwaliteit van het geboden product een hogere prijs rechtvaardigt. Indien de verklaring niet voldoende is, moet de leverancier de tarieven bijstellen. DTe heeft tot op heden echter nog geen maximumtarief voor een leverancier hoeven vast te stellen.

Stroometikettering

De verplichte stroometikettering houdt ook verband met meer transparantie. Vanaf 2005 zijn energieleveranciers verplicht de afnemers jaarlijks te informeren over de opwekgegevens van de aan hen geleverde elektriciteit van het voorafgaande jaar. Daartoe krijgen de afnemers bij hun energienota een zogenaamd stroometiket waarop de herkomst van de geleverde elektriciteit is weergegeven. De afnemer kan deze informatie gebruiken bij zijn beslissing van energieleverancier te wisselen.

Werving en klantbehoud - Gedragscode

DTe ontvangt nog steeds vragen en klachten over de wijze van werving van klanten, hoewel de aantallen ten opzicht van vorig jaar zijn afgenomen. Het betreft met name klachten over telefonische werving en het sluiten van leveringsovereenkomsten aan de deur (colportage). Onder andere in verband met de wervingsproblematiek heeft DTe in overleg met de energiesector een gedragscode opgesteld. Deze gedragscode is ondertekend door vrijwel alle energieleveranciers op de Nederlandse markt. Partijen die de code niet ondertekenen, worden (extra) nauwlettend in de gaten gehouden. Voor de energiebedrijven die zich aan de gedragscode houden, zal de code kunnen functioneren als een 'keurmerk' voor fatsoenlijke werving. Indien er signalen zijn dat een bedrijf de gedragscode overtreedt, zal DTe haar toezicht verscherpen en onderzoek doen.

Afsluitbeleid

Naar aanleiding van een toenemende stroom vragen en klachten van kleinverbruikers over afsluitingen heeft DTe het afsluit- en incassobeleid van netbeheerders en leveranciers geïnventariseerd. De netbeheerders en leveranciers zullen naar aanleiding van die inventarisatie hun afsluit- en incassobeleid nader normeren en harmoniseren met inachtneming van een aantal door DTe gestelde randvoorwaarden. Er wordt daarbij onder meer voorzien in een verplichting voor energiebedrijven om DTe gegevens te verstrekken die inzicht geven in het aantal afsluitingen gedurende een kalenderjaar. Op dit moment beschikt DTe nog niet over een lijst van alle afsluitingen in 2005/2006.