

DTe-jaarrapport naar de Europese Commissie

FINALE OPENBARE VERSIE 10 Augustus 2005

1 Samenvatting \

Belangrijkste ontwikkelingen in het afgelopen jaar

Ontwikkeling Nederlandse energiemarkt: algemeen

Nederlandse energiemarkt heeft Europese harmonisatie en marktintegratie nodig

De liberalisering van de Nederlandse energiemarkt is goed verlopen maar verdere verbetering is noodzakelijk. Sinds 1 juli 2004 kunnen alle consumenten hun energieleverancier vrij kiezen.

De detailhandelsmarkt is, één jaar na marktopening, echter nog niet volledig ontwikkeld. Switchpercentages en het vertrouwen van de consument in de markt zijn nog laag. De marktconcentratie is hoog, maar er zijn wel veel aanbieders.

De werking van de groothandelsmarkt voor gas is nog onvoldoende en de concurrentiemogelijkheden zijn te beperkt. De vorming van een onafhankelijke 'Transmission System Operator' (TSO) voor gas zal de implementatie van maatregelen ter verbetering van de marktwerking vergemakkelijken.

De groothandelsmarkt voor elektriciteit heeft zich de laatste jaren goed ontwikkeld, maar de liquiditeit blijft achter op andere goed ontwikkelde markten. Regionale marktintegratie is belangrijk om de liquiditeit verder te verbeteren.

DTe streeft naar betere marktwerking. Daartoe analyseert DTe markten, doet aanbevelingen en is actief om daadwerkelijke verbetering te realiseren. Effectieve marktwerking beperkt zich echter niet tot Nederland. In de afgelopen jaren hebben de belangrijke energiebedrijven zich reeds sterk gepositioneerd op de Europese markt door overnames en door posities in diverse landen op te bouwen. Handelsactiviteiten op de Europese groothandelsmarkten worden al vaak centraal georganiseerd. Daarnaast blijft verticale integratie (productie en detailhandel) ook op Europese schaal een belangrijke strategie voor deze partijen.

Het is duidelijk dat het Europese regelingskader achterloopt ten opzichte van deze ontwikkelingen.

- Op het gebied van de elektriciteitsmarkten is samenwerking tussen de Europese TSO's nog onvoldoende. Uitwisseling van operationele meetgegevens tussen sommige TSO's is nog te beperkt. Oncontroleerbare transitstromen (bijvoorbeeld als gevolg van extreme weercondities en hoge windenergieproductie) leiden tot onveilige bedrijfsvoeringsituaties. Berekening en allocatie van transportcapaciteiten vindt nog te vaak plaats op individuele grenzen in plaats van in coördinatie met andere grenzen. Allocatieregels voor grenscapaciteit zijn niet geharmoniseerd hetgeen leidt tot onvolledige grensoverschrijdende arbitrage en onvoldoende benutting van interconnectoren.
- De nationale gasmarkten zijn vaak nog onvoldoende ontwikkeld. De vorming van een Europese markt essentieel daar het aantal grote aanbieders beperkt is.
- Voor de integratie van detailhandelsmarkten is Europese harmonisatie van het regelingskader nog een onbeschreven blad. Verlening van vergunningen en vergunningsvoorwaarden wordt per lidstaat geregeld. Er zijn geen activiteiten op het

- gebied van harmonisatie van bijvoorbeeld contractvoorwaarden, switchprocedures, verwerking van meetgegevens of facturering.
- Nauwgezette monitoring van marktwerking en marktmacht door de Nationale toezichthouders ontbreekt soms nog.

Nationale toezichthouders zijn gebonden aan een nationaal kader van taken en bevoegdheden. Een belangrijke bijdrage voor de Europese Commissie ligt in het mogelijk maken van effectieve samenwerking tussen TSO's en tussen toezichthouders. Harmonisatie van marktregels moet leiden tot geïntegreerde markten waarbij grensoverschrijdende handel efficiënt verloopt en interconnectiecapaciteit volledig benut kan worden. Harmonisatie moet zich daarbij richten op de 'best practice'. Vergroting van markten leidt tot meer concurrentie, mits marktmacht beperkende maatregelen voor internationale marktpartijen kunnen worden geïmplementeerd. De harmonisatie van de Europese energiemarkt is daarom cruciaal voor een betere energiemarktwerking in Nederland.

In dit hoofdstuk wordt verder kort ingegaan op:

1. Ontwikkelingen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit
2. Ontwikkelingen op de groothandelsmarkt voor gas
3. Ontwikkelingen op de detailhandelsmarkt voor elektriciteit en gas
4. Genomen beleidsmaatregelen
5. De energietoezichthouder (DTe)

a. Groothandelsmarkt voor elektriciteit

DTe volgt de werking van de markt nauwlettend en rapporteert over de mate van liquiditeit, mededinging en transparantie. De liquiditeit op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit is ten opzichte van 2003 toegenomen, maar het niveau is gemiddeld in vergelijking met enkele Nederland omringende landen.

Bij de transparantie van marktinformatie zijn er grote verschillen in Europa. Het Nederlandse transparantieniveau scoort gemiddeld. Zo is publieke informatie over onder andere de elektriciteitsvraag, het daadwerkelijke gebruik van grensoverschrijdende interconnectie en de handelsresultaten op de termijnmarkt niet of slechts beperkt aanwezig in Nederland. Deze informatie is essentieel voor marktpartijen om te kunnen functioneren en concurreren op de elektriciteitsmarkt. DTe is van oordeel dat de mate van transparantie van de groothandelsmarkt voor elektriciteit binnen Europa geharmoniseerd dient te worden.

Het aantal spelers op de groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2004 is toegenomen. De verbetering van de liquiditeit is gunstig voor de concurrentie. Daarentegen kan het voorkomen dat slechts een beperkt aantal partijen kunnen voldoen aan een extra vraag naar elektriciteit. Om effectieve concurrentie in de energiesector te bevorderen is het belangrijk dat voldoende handel plaatsvindt en er genoeg marktpartijen actief kunnen zijn. Daarom adviseert DTe een aantal maatregelen te implementeren. Zo is meer afstemming tussen TenneT en buitenlandse netbeheerders nodig om op korte termijn de beschikbare grensoverschrijdende importcapaciteit te vergroten en om marktkoppeling met Duitsland in te voeren. Tevens moet de importcapaciteit in kleinere hoeveelheden worden geveild, en de veilingen moeten worden gespreid over het hele jaar.

Om op korte termijn een goed werkende onbalansmarkt voor elektriciteit te realiseren is het nodig het verhandelbare volume op de vrije markt te verhogen. De mogelijkheden van handelaren om zich efficiënt te beschermen tegen financiële risico's is een belangrijke

voorwaarde om actief te worden op de elektriciteitsmarkt. DTe adviseert meer informatie over de OTC-markt te publiceren en internationale harmonisatie op het gebied van transparantie te bevorderen. DTe zal samen met de markt mogelijkheden onderzoeken om meer transparantie te creëren inzake de OTC-verhandelde volumes. Verder draagt het beschikbaar maken van handel in interconnectiecapaciteit gedurende de dag (intraday) bij aan meer liquiditeit. Samen met de Belgische (CREG) en Franse (CRE) toezichthouders worden de mogelijkheden hiertoe uitgewerkt.

In december 2004 verleende DTe toestemming onder voorwaarden voor de financiering van de aanleg van een onderzeese kabel tussen Nederland en Noorwegen met een beoogd vermogen van 700 MW. De voorwaarden bevatten een bonus-malus-systeem waardoor hogere (lagere) prestaties dan afgesproken worden beloond (afgestraft). Daarentegen wordt TenneT beloond als de landelijke netbeheerder de kabel eerder oplevert. Tevens is een minimum aantal dagen vastgesteld waarop de kabel beschikbaar moet zijn. De kabel moet in 2008 operationeel zijn en zal een positieve bijdrage aan de werking van de elektriciteitsmarkt leveren.

b. Groothandelsmarkt voor gas

De werking van de groothandelsmarkt voor gas is nog onvoldoende en de concurrentiemogelijkheden zijn te beperkt. Zo zijn er twee marktplaatsen (GOS en Eurohub) die onvoldoende werken. Daarnaast is er een veel te hoge concentratiegraad op de markt en is de TSO economisch onvoldoende ontvlecht. Verder worden de ondersteunende diensten transport- en kwaliteitsconversie niet efficiënt verdeeld en is er geen efficiënt balanceringsregime aanwezig.

DTe ziet ook een aantal positieve ontwikkelingen in de gasmarkt. Zo is TTF een weliswaar kleine, maar goed functionerende marktplaats, zijn er voldoende spelers op de markt, vormen de juridische en feitelijke procedures geen drempel tot toetreding en is er non-discriminatoire toegang tot de ondersteunende diensten transport, balancering en kwaliteitsconversie. De TSO is voldoende juridisch ontvlecht. Er is fysiek voldoende capaciteit aan gas en transport en een voldoende gevarieerd aanbod van contracten in transport.

Onder de gasbeurzen ontwikkelt zich alleen TTF positief, maar het blijft achter in vergelijking tot de ontwikkeling van buitenlandse marktplaatsen. De marktplaats Eurohub ontwikkelt zich zeer negatief. Vorig jaar werd daar nagenoeg niet gehandeld. Op de marktplaats GOS is het doorverhandelen van gas niet mogelijk. Aangezien het GOS als marktplaats wel het meest wordt gebruikt, belemmert dit de ontwikkeling van de totale groothandelsmarkt.

DTe betwijfelt of de Nederlandse gasmarkt de geconstateerde marktimperfecties zelf kan oplossen. In 2004 heeft DTe de markt geconsulteerd over oplossingen voor de knelpunten in de gasmarkt. Daarbij kwam naar voren dat

- de informatievoorziening van de TSO aan de marktpartijen moet worden verbeterd,
- afspraken met de TSO moeten worden gemaakt voor het ontwikkelen van een meer economisch georiënteerd balanceringsregime,
- een kostengeoriënteerde boetesystematiek voor de onbalansmarkt moet worden geïmplementeerd,
- de kosten van kwaliteitsconversie van hoogcalorisch naar laagcalorisch gas gedeeltelijk moeten worden gesocialiseerd, en
- de regels voor import moeten worden verbeterd.

Naast de implementatie van deze maatregelen, is Europese marktintegratie belangrijk om de concentratie te verlagen en concurrentie te vergroten.

c. Detailhandelsmarkten van elektriciteit en gas

Alle leveranciers aan kleinverbruikers (consumenten en kleinzakelijke afnemers) moeten vanaf de opening van de markt per 1 juli 2004 beschikken over een leveringsvergunning. Op die manier hebben de afnemers een waarborg dat deze leveranciers beschikken over de benodigde organisatorische, financiële en technische kwaliteiten om hun taak, het leveren van elektriciteit of gas, goed te kunnen uitvoeren.

De concentratie in de detailhandelsmarkt is hoog maar daalt voortdurend. Er is een aanzienlijk aantal onafhankelijke aanbieders op de detailhandelsmarkt van elektriciteit (21) en gas (16). De winstmarges op de groothandelsprijs zijn klein.

Prijzen worden vooral gedreven door de ontwikkelingen op de groothandelsmarkt in Nederland en dus indirect door prijsontwikkelingen in de buurlanden, van brandstoffen en van CO₂-emissierechten.

De switchpercentages zijn laag maar relatief stabiel. Een aantal consumenten overweegt niet eens om te switchen, onder andere door onzekerheid over de administratieve afhandeling door energiebedrijven.

Tevens is de prijs spreiding laag. Om deze reden kunnen consumenten weinig besparen door een switch, bij elektriciteit nog minder dan bij gas. Hoewel de besparingsmogelijkheid het belangrijkste criterium voor Nederlandse consumenten is om te switchen, kon in het tweede kwartaal 2005 een aantal switches worden geobserveerd dat leek gemotiveerd te zijn door verontrusting over hoge salarissen en bonussen van topmanagers van sommige energiebedrijven.

De markt is voldoende transparant voor consumenten die geïnteresseerd zijn om te switchen en die vertrouwd zijn met Internet. Er zijn prijsvergelijkingsites die ook informatie verschaffen over de product- en kwaliteitsverschillen.

DTe heeft in 2005 de administratieve processen van energiebedrijven drie keer onderzocht. Gebleken is dat de sector de problemen met de administratieve afhandeling op 1 april jl. had gehalveerd. De resultaten van het laatste onderzoek zijn nog niet bekend. DTe heeft ook de maximale termijn voor het opsturen van de eindafrekening op acht weken vastgesteld. Verder werden vrijwillige afspraken met de sector over de duidelijkheid van nota's getoetst. Gebleken is dat nota's van leveringsbedrijven ruim voldoende duidelijk zijn. Verder heeft DTe het tweede onderzoek naar volledigheid, betrouwbaarheid en correctheid van de vier Internet-engines voor prijsvergelijkers afgerond. Uit dit onderzoek blijkt dat de volledigheid en correctheid van de verstrekte informatie licht toegenomen is.

In december 2004 besloot DTe de opzegvergoeding op een bedrag van €50 te maximeren. DTe kijkt ook naar de redelijkheid van leveringstarieven en waarschuwt bedrijven als de tarieven te hoog zijn. DTe heeft de bevoegdheid om wijziging van de leveringstarieven te eisen maar heeft tot nu toe nog nooit van deze bevoegdheid gebruik gemaakt.

Voorts heeft DTe bedrijven beboet. DTe heeft boetes opgelegd voor het hanteren van "oneerlijke en misleidende" wervingsmethoden en voor het te laat verstrekken van door DTe opgevraagde gegevens over tarieven en contractvoorwaarden.

d. Genomen beleidsmaatregelen

Splitsingwet

Nadat het wetsvoorstel ter scheiding van het eigendom van netwerkbedrijf en overige activiteiten van energieproducenten en leveranciers op 24 maart 2004 werd goedgekeurd door het kabinet, heeft de Minister van EZ deze in oktober 2004 naar de Tweede Kamer gestuurd. Daar werd het voorstel in december behandeld en teruggestuurd naar de Minister. In de tweede helft 2005 wordt een gewijzigd voorstel behandeld in de Tweede Kamer. De bedoeling is dat de wet op 1 januari 2007 in werking treedt.

Interventie- en implementatiewet

Op 29 juni 2004 heeft de Tweede Kamer de Interventie- en Implementatiewet aangenomen. DTe krijgt hiermee de bevoegdheid de energiemarkt te monitoren, boetes op te leggen en de consumentenbelangen te vertegenwoordigen. Bovendien eist de wet dat de kwaliteitsaspecten van het energietransport een punt van aandacht voor de DTe moeten vormen. Het Ministerie van Economische Zaken heeft nog in 2004 kwaliteitsregulering van de netten ingevoerd. De plicht tot aanlevering van de betrouwbaarheidsgegevens is nu wettelijk geregeld. De gemiddelde storingsduur per aansluiting is als kwaliteitsfactor geïntegreerd in de economische regulering van transporttarieven. De eerste Kwaliteits- en Capaciteitsplannen worden in december 2005 verwacht.

e. De energietoezichthouder

Organisatie van de Directie Toezicht Energie

De Directie Toezicht Energie (DTe) was tot 1 juli 2005 een zelfstandige Dienst onder de naam *Dienst Uitvoering en Toezicht Energie (DTe)*. Vanaf 1 juli 2005 is DTe als Directie onderdeel van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa) welke vanaf die datum een zelfstandig bestuursorgaan (ZBO) is.

De missie van DTe

De missie van DTe is "het zo effectief mogelijk laten werken van de energiemarkten en het beschermen van de consumenten". DTe realiseert deze missie door bij te dragen aan het creëren van condities waaronder de markt zo effectief en efficiënt mogelijk kan functioneren en de belangen van de consument voldoende worden gewaarborgd.

De hoofdtaken van DTe

Keuzevrijheid moet leiden tot hogere efficiëntie, marktconforme prijzen, betere kwaliteit en meer innovatie in de sector. DTe *stimuleert* bijvoorbeeld de toegang van handelspartijen tot netwerken tegen redelijke voorwaarden en tarieven. Daarnaast tracht DTe de energieconsument te motiveren om actief te kiezen.

Concurrentie tussen de elektriciteits- en gasnetwerken is niet mogelijk. DTe *reguleert* de netbeheerders om ervoor te zorgen dat diensten tegen redelijke prijzen worden geleverd. Zo stelt DTe maximumtarieven vast voor de diensten van netbeheerders en stimuleert DTe de netbeheerders de kwaliteit van het netwerk te waarborgen.

DTe *houdt toezicht* op de partijen in de energiesector. Op reguliere basis en via signalen uit de sector analyseert DTe of partijen zich aan de wettelijke vereisten houden. Daartoe worden bijvoorbeeld reguliere en incidentele audits bij netbeheerders en leveranciers gehouden.

DTe *monitoort* de werking van energiemarkten. DTe wil weten als er marktimperfecties (dreigen te) ontstaan. DTe onderzoekt bijvoorbeeld de liquiditeit van markten. Om de ontwikkelingen op de Nederlandse energiemarkt te volgen heeft DTe een monitoringsysteem opgezet. Tevens adviseert DTe de Minister bij het ontwikkelen van nieuw beleid.

De wettelijke Taken

De uitvoering van de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet en het toezicht op de naleving van deze wetten is opgedragen aan DTe. DTe voert daartoe de volgende werkzaamheden uit:

- Het nemen van reguleringsbesluiten over elektriciteit en gas.
- Het nemen van tariefbesluiten over elektriciteit en gas.
- Het vaststellen van de tariefstructuren en technische voorwaarden voor het transport van elektriciteit.
- Het vaststellen van richtlijnen voor tarieven en voorwaarden voor de toegang tot gastransportleidingen en gasopslaginstallaties.
- Het verlenen van vergunningen voor de levering van elektriciteit en gas aan beschermde afnemers.
- Het geven van bindende aanwijzingen en het opleggen van lasten onder dwangsom.
- Het adviseren van de Minister van Economische Zaken over het instemmen met de aanwijzing van een netbeheerder, het verlenen van een ontheffing van de plicht om een netbeheerder aan te wijzen (art. 15 van de Elektriciteitswet 1998) en besluiten over privatiseringsverzoeken.
- Het leveren van inbreng in internationale overlegstructuren van Europese toezichthouders voor de energiesector.
- Het geven van voorlichting.

Onafhankelijkheid en verantwoordelijkheid

De status van ZBO betekent dat de NMa ook formeel meer op afstand staat van het Ministerie van Economische Zaken (EZ). De NMa is reeds sinds haar oprichting in 1998 een op afstand geplaatst dienstonderdeel van EZ, met eigen verantwoordelijkheden en bevoegdheden. De belangrijkste verandering in de relatie met EZ sinds 1 juli 2005 is dat de Minister in individuele zaken van de NMa geen aanwijzingen meer kan geven over de wijze waarop de NMa dient op te treden. De Minister van EZ blijft politiek verantwoordelijk voor het beleid en de wetgeving met betrekking tot de energiesector en het mededingingsbeleid, en is bevoegd om algemene aanwijzingen te geven aan de NMa.

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. Dit is het zogenaamde nomineren en zo ja voor welk deel. 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.

Informatieverplichtingen

De TSO moet elk jaar voor 15 november 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.

Congestiemanagement is erg belangrijk voor het functioneren van de Nederlandse groothandelsmarkten. Ongeveer 20 tot 30 procent van het Nederlandse verbruik komt vanuit het buitenland. 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 12 netbedrijven voor de distributie van elektriciteit. 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 $1 + \text{CPI} - x + q$. CPI is de Consumenten Prijs Index en q staat voor de kwaliteitsfactor. De meetlat wordt bepaald door de gemiddelde groei in totale 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 $\text{CPI} - x$. 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.

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. 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 2004 ongeveer 24 minuten; in 2003 was dit nog 30 minuten.

Tarieven worden vastgelegd in zogenaamde jaarlijkse tariefbesluiten. Het gemiddeld transporttarief van het distributiebedrijf is €0,0345 per kWh. Een huishouden met een gemiddeld verbruik van 3500 kWh betaalt aan het distributiebedrijf €18 vastrecht en €121 variabele transportkosten. Samen komt dit uit op €139 per jaar transportkosten voor distributiebedrijven. Meer informatie over de gereguleerde tariefstructuur van netbedrijven kan worden gevonden op de website:
http://www.dte.nl/nederlands/elektriciteit/transport/tariefregulering/Vaststelling_besluit_nettaarief_even_elektriciteit_2005.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 €0,00104 per kWh. Een huishouden met een gemiddeld verbruik van 3500 kWh betaalt €4 per jaar.

Samen met het transporttarief voor distributie van €139 komen de kosten voor het gehele transport van een gemiddeld huishouden uit op €143 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).

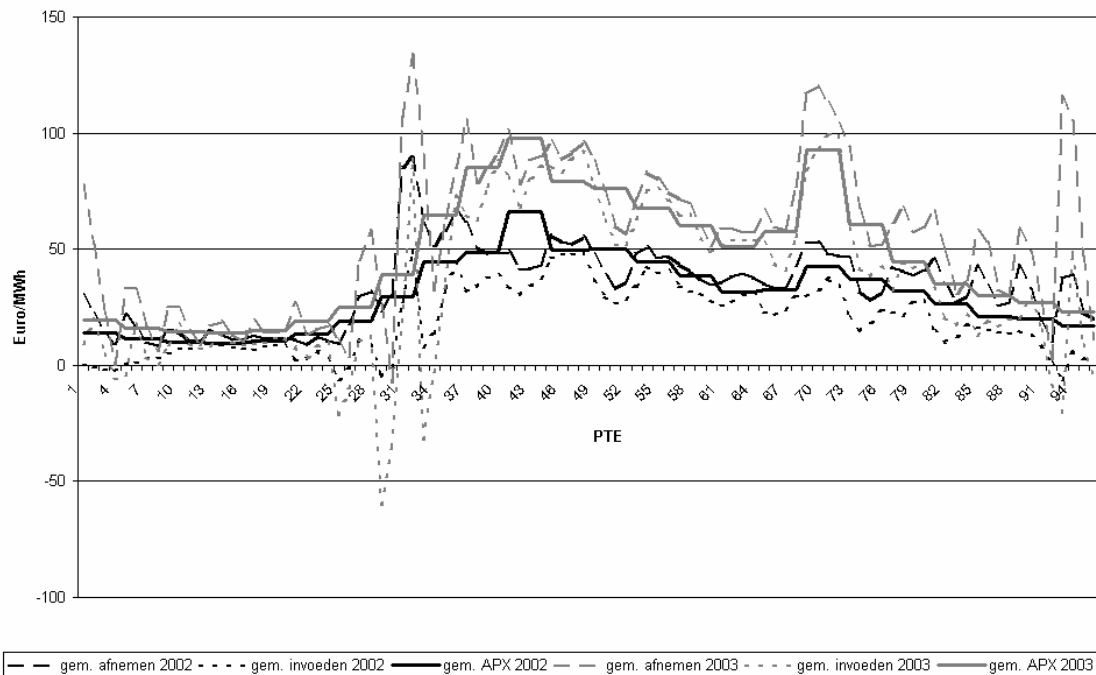
Op de markt voor regel- en reservevermogen kunnen programmaverantwoordelijken (PV's) beschikbaar regel- en reservevermogen aanbieden. Partijen moeten hun biedingen op de dag voorafgaand aan de dag van uitvoering bij TenneT indienen. Wijzigen van deze biedingen is tot één uur voor werkelijke uitvoering 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/>).

Balancerings specifiek

- De arrangementen voor balancerings 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 balancerings 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 geen centrale marktplaats voor intra-day handel. Grensoverschrijdende intra-day handel is niet mogelijk.
- **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.
In figuur 3.1.3 en tabel 3.1.3 is de prijsontwikkeling op zowel de onbalansmarkt als de APX weergegeven voor 2002 en 2003. De onbalansprijzen in 2003 zijn duidelijk hoger dan in 2002. Daar staat tegenover dat ook de APX prijzen in 2003 gestegen zijn ten opzichte van 2002. (Bron: DTe Rapport "Transparantie voor onbalanssystematiek, Onderzoek en maatregelen, Den Haag, 2 juni 2004.)

Figuur 3.1.3: Prijzen per PTE voor onbalans (afnemen en invoeden) en APX in 2002 en



2003

Tabel 3.1.3: De gemiddelde prijzen en volumes voor onbalans en APX

	APX	invoeden	afnemen	opregelen	afregelen
2002 Gemiddelde prijs [€/MWh]	30,0	19,1	34,0	62,7	5,1
Volume gewogen prijs [€/MWh]	27,6	13,0	54,3	132,5	-1,5
Prijs*volume [miljoen €]	390,3	31,6	100,4	36,1	1,1
Volume [TWh]	14,1	2,4	1,8	0,3	0,7
2003 Gemiddelde prijs [€/MWh]	46,5	35,0	55,4	100,4	3,3
Volume gewogen prijs [Euro/MWh]	45,2	24,5	99,8	207,7	-15,9
Prijs*volume [miljoen €]	541,4	46,1	153,6	61,4	8,9
Volume [TWh]	12,0	1,9	1,5	0,3	0,6
Verandering in procent					
Gemiddelde prijs	55,0	83,8	63,0	60,3	-35,6
Volume gewogen prijs	63,8	88,5	83,8	56,7	975,6
Prijs*volume	38,7	45,9	53,0	70,1	717,2
Volume	-14,9	-20,8	-16,7	8,5	-24,0

- **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 Daadwerkelijke ontvlechting

- **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. Concrete plannen bestaan om een wet in te dienen die regionale netbeheerders verplicht om zich volledig af te scheiden tot op aandeelhoudersniveau. TSO's moeten sinds juli 2004 zodanig ingericht worden dat commerciële en publieke werkzaamheden goed te onderscheiden zijn. Zij mogen nog wel onderdeel uit maken van een holding waarin ook commerciële activiteiten plaatsvinden.

- **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. Dus 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. In de zomer 2005 wil de Nederlandse regering een wetsvoorstel indienen die volledige splitsing voorschrijft voor DSO's.

- **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 opgesteld.

- **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 kort - 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 standaard ontwikkeld voor de kostenallocatie binnen het verticaalgeïntegreerde energiebedrijf. Daarnaast zijn boekhoudingregels opgesteld.

- **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 nu voorgelegd aan de Tweede Kamer. De wet wordt waarschijnlijk in de tweede helft van 2005 geaccordeerd. De wet schrijft voor dat energietransportdiensten van overige commerciële diensten gescheiden moeten zijn.

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. In 2004 waren er vijf 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. Endex heeft in 2003 in totaal bijna 9 TWh aan elektriciteitstransacties 'gecleared'. Bijna de helft daarvan werd in december gerealiseerd. 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. Biedingen voor reservevermogen 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.

Specifieke indicatoren voor 2004

- Totaal verbruik: 111 TWh, pieklast is: 16,5 GW
- Opgesteld vermogen: 21 GW
- Aantal producenten met ten minste 5 procent (1,05 GW): 4
- Aandeel van 3 grootste producenten: 69 procent (statisch op basis van opgesteld vermogen)
- Beschrijving van de marktstructuur bij verschillende punten in de merit order (bijvoorbeeld basislast, middenlast en piek):
De statische HHI (op basis van opgesteld vermogen) bedraagt ca. 1914. De dynamische HHI (op basis van gerealiseerde afzet) bedraagt 2319. Indien importen ook worden meegenomen daalt de HHI naar 1713. Maar in een deel (26,3 procent) van het totaal aantal uren in 2004 reikte de HHI hoger dan 1800. (Voor meer informatie omtrent deze resultaten wordt verwezen naar het Rapport "Marktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmarkt voor elektriciteit 2004 – 2005, Resultaten en aanbevelingen, Den Haag, juni 2005". Zie: http://www.dte.nl/nederlands/actueel/persberichten/nma_handel_in_elektriciteit_nog_niet_optimaal.asp)

DTe heeft geen betrouwbare gegevens over het niveau van marktconcentratie in bepaalde punten van de merit order. Wel is duidelijk dat het niveau van contractie op bepaalde momenten hoger kan zijn. Met name in het middensegment (productiemiddelen met marginale kosten tussen €30 en €40 per MWh) is de verwachting dat de HHI aanzienlijk hoger zal zijn.

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

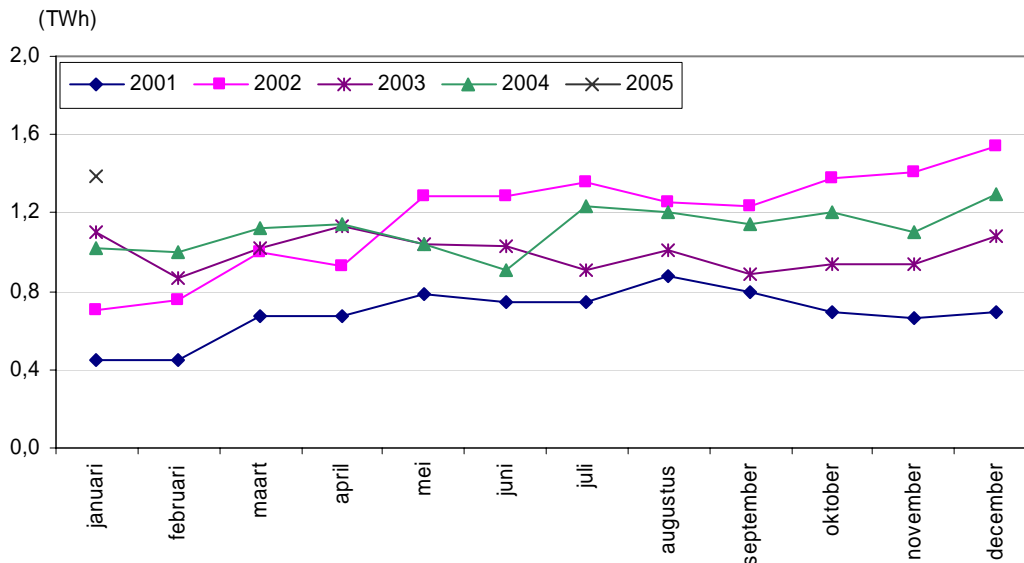
Nederland onderkent verschillende soorten ondersteunende diensten. Enkele ondersteunende diensten zijn zeker gesteld door middel van een aansluiteis in de technische codes (bijv. geschiktheid om primaire frequentierespons en spanningsrespons te kunnen leveren). Enkele ondersteunende diensten worden gecontracteerd 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).

- **Verhandeld volume op dagvooruitcontracten op de stroombeurs (APX)**

Figuur 2.2.1-a toont de maandtotalen van het verhandelde volume op de APX in de periode van januari 2001 t/m januari 2005. Uit de figuur is af te leiden dat het gemiddelde maandelijks totaal verhandelde volume op de APX ruwweg ieder jaar toeneemt. Het jaar 2002 is ten opzichte van de overige jaren een positieve uitzondering aangezien het verhandelde volume gemiddeld hoger ligt dan in de andere jaren. In het tweede gedeelte van 2002 is in het bijzonder veel volume verhandeld op de APX. Het jaar 2003 wijkt eveneens af van de tendens tot een jaarlijkse groei van het verhandelde volume op de APX omdat het maandelijks volume lager ligt dan in 2002. In 2004 vindt een duidelijk herstel plaats en neemt het gemiddelde verhandelde maandelijks volume op de APX toe. Met een verhandeld volume van circa 13,4 TWh in 2004 (een kleine 15 procent van de totale elektriciteitsconsumptie) neemt het belang van de APX in de totale handel in elektriciteit in 2004 toe.

Figuur 2.2.1-a: APX maandvolumes voor 2001, 2002 en 2003, 2004 en januari 2005


- **Verhandeld volume voor OTC contracten (1-5 jaar) en langere termijn contracten.**

DTe heeft geen betrouwbare informatie omtrent de verhandelde volumes op de OTC markten. Een zeer ruwe schatting van de 'churn factor' (verhandelde volume / totale verbruik) bedraagt ruim 4. Deze schatting is echter zeer onnauwkeurig. Het volume van de handel in contracten langer dan vijf jaar is waarschijnlijk zeer gering.

Op 10 december 2004 is de handel in futures gestart op Endex. In de resterende 10 werkdagen van 2004 is in totaal 2.1 TWh via Endex verhandeld. Endex biedt ook clearing services voor OTC contracten. In 2004 is in totaal 41 TWh gecleared via Endex (dit betreft OTC contracten en futures contracten die via de Endex tot stand zijn gekomen). In de eerste 6 maanden van 2005 is in totaal 39 TWh door Endex gecleared waarvan 25,2 TWh als futures via de Endex schermhandel is verhandeld. In juni 2005 is in totaal 9.3 TWh door Endex gecleared waarvan 4.7 TWh als futures via de Endex schermhandel is verhandeld.

- **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 2004 – 2005, Resultaten en aanbevelingen, Den Haag, juni 2005"). 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 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. Nu scoort

Nederland in de Europese context gemiddeld wat betreft het transparantieniveau en blijken de verschillen in transparantie tussen de Europese landen relatief groot te zijn. Zo is in Nederland geen of weinig informatie toegankelijk voor het publiek over ondermeer de elektriciteitsvraag, het daadwerkelijke gebruik van de landgrensoverschrijdende interconnectie en de handelsresultaten op de termijnmarkt. Deze informatie is essentieel voor marktpartijen om te kunnen functioneren en concurreren op de elektriciteitsmarkt. Uit het onderzoek Monitor Groothandelsmarkt blijkt verder dat het aantal spelers op groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2004 is toegenomen. De liquiditeit ten opzichte van het lage niveau in 2003 is ook verbeterd. Dit is gunstig voor de concurrentie. Daarentegen kan het voorkomen dat op momenten van schaarste slechts een beperkt aantal partijen kunnen voldoen aan een extra vraag naar elektriciteit. Om effectieve concurrentie in de energiesector te bevorderen is het belangrijk dat voldoende handel plaatsvindt en er genoeg marktpartijen actief kunnen zijn. Gezonde concurrentie tussen marktpartijen resulteert in juiste prijsvorming. Daarom adviseert DTe de minister van Economische Zaken om, in de komende periode, naast het verder implementeren van een aantal eerder aanbevolen maatregelen, ook een aantal aanvullende maatregelen te nemen om de mededinging en liquiditeit op de groothandelsmarkt elektriciteit te verbeteren:

- Verder bevorderen van afstemming tussen TenneT en buitenlandse netbeheerders om op korte termijn de beschikbare grensoverschrijdende importcapaciteit te vergroten en de marktkoppeling met Duitsland in te voeren.
- DTe adviseert om de importcapaciteit (de transportcapaciteit voor elektriciteit naar Nederland) in kleinere hoeveelheden en gespreid over het jaar te veilen om zo de elektriciteitshandel te stimuleren.
- DTe adviseert om op korte termijn een goedwerkende onbalansmarkt voor gas te realiseren. Startpunt hiervoor is het vrij verhandelde volume aan gas op de vrije gasmarkt te verhogen. Hiertoe moeten afnemers van gas in staat worden gesteld om van Gas Unie Trade & Supply volumes in te kopen via de zogenaamde TTF, een vrije handelsplaats voor gas;
- De mogelijkheden van handelaren om zich efficiënt in te dekken tegen financiële risico's is een belangrijke voorwaarde om actief te worden op de elektriciteitsmarkt. DTe adviseert om de ontwikkeling van bestaande initiatieven in het aanbieden van diensten aan marktpartijen om hun financiële risico's af te dekken (zoals Endex) nauwlettend te volgen. DTe blijft de ontwikkelingen volgen, en zal in 2005 met name nagaan of ook kleinere marktpartijen zich actief aansluiten bij een marktinitiatief zoals Endex;
- DTe adviseert meer informatie over de OTC-markt te publiceren en internationale harmonisatie op het gebied van transparantie te bevorderen. DTe zal samen met de markt mogelijkheden onderzoeken om meer transparantie te creëren inzake de OTC-verhandelde volumes;
- Versneld beschikbaar maken van handel in interconnectiecapaciteit gedurende de dag (intraday). DTe zal samen met de Belgische (CREG) en Franse (CRE) toezichthouders de mogelijkheden onderzoeken en concreet uitwerken;
- Wijziging van het huidige maximum voor het importeren van landgrensoverschrijdende importcapaciteit voor marktpartijen. Het huidige volume maximum is 400 MW voor alle marktpartijen. Door de wijziging wordt onderscheid gemaakt tussen marktpartijen met en zonder geïnstalleerd productievermogen in Nederland. Het Ministerie van Economische Zaken en DTe moeten hiertoe de eerste stappen nemen .
- DTe adviseerde vorig jaar eveneens om productiecapaciteit van de grotere producenten periodiek te veilen. Deze maatregel is in 2004 nader onderzocht. DTe zal de sector consulteren over dit onderwerp.

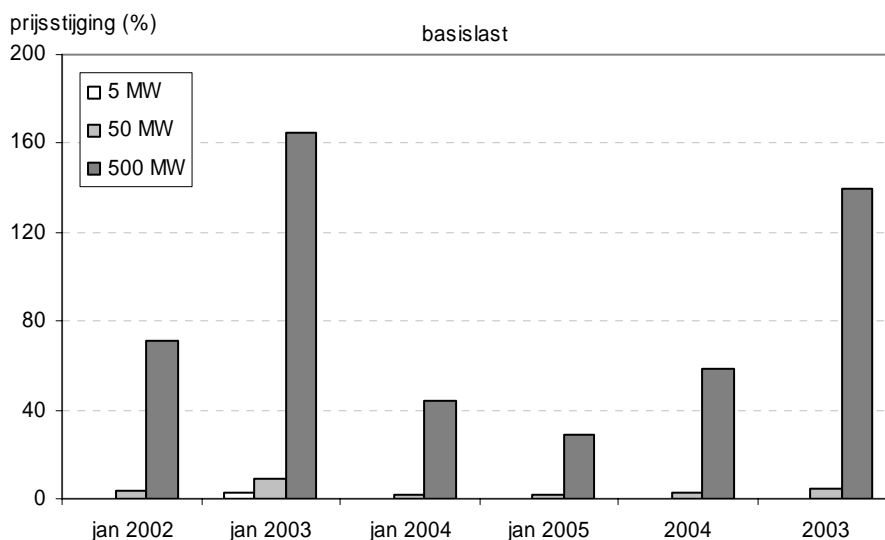
- **Beschrijving van producten op georganiseerde markten**

De APX-dagvoortmarkt is feitelijk de enige centraal georganiseerde markt. APX biedt dag-voort contracten per uur. De liquiditeit van dit product wordt gemeten door te kijken naar: het aantal actieve partijen, het verhandelde volume, de prijsontwikkeling en de volatiliteit van de prijs. Ten slotte is ook de prijsgevoeligheid een belangrijke indicator. Deze laatste indicator is hieronder uitgewerkt.

In een liquide groothandelsmarkt voor elektriciteit kunnen transacties gemakkelijk en snel worden uitgevoerd. Dit houdt onder andere in dat per transactie een voldoende groot volume kan worden verhandeld zonder dat dit effect heeft op de prijs. In Figuur 2.2.1-b:-b en Figuur 2.2.1-c wordt het effect van additionele vraagbiedingen op de APX-prijs weergegeven voor de maand januari in 2002, 2003 en 2004. Deze figuren laten de procentuele prijsstijging zien indien respectievelijk 5, 50 of 500 MW meer elektriciteit zou zijn gevraagd op de APX tegen maximum prijzen. De vraagcurve op de APX wordt voor deze analyse met de genoemde volumegroottes naar rechts geschoven. Vervolgens wordt door een simulatie berekend wat, gegeven deze nieuwe vraagcurve, de APX-prijs op dat moment zou zijn geworden. Deze analyse is uitgevoerd voor zowel de piekuren als voor de basislast.¹ Het vergelijken van de resultaten tussen basislast en piekuren laat zien dat dit slechts kleine verschillen oplevert.

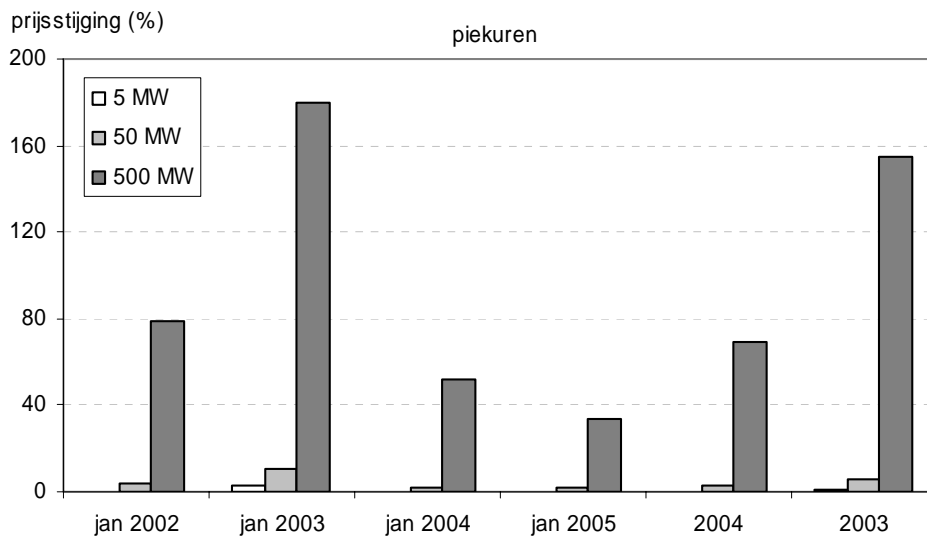
De figuren tonen aan dat, wanneer naar het verloop tussen en over de jaren gekeken wordt, in januari 2005 individuele transacties duidelijk minder effect hebben op de prijsvorming dan in dezelfde maanden in 2003 en 2004. Verder geldt dat het beeld aangaande de gemiddelde prijsgevoeligheid over 2004 (de laatste twee staafdiagrammen in de figuur 3.2.1-b) ten opzichte van januari 2003 met zeker de helft is afgenomen voor transacties van 500 MW. Ook voor kleinere transacties, namelijk 5 MW en 50 MW is de prijsgevoeligheid verbeterd. Dit kan duiden op een significante verbetering van de liquiditeit.

Figuur 2.2.1-b: Prijsgevoeligheid van de APX-prijs voor additionele Vraagbiedingen in 2002, 2003 en 2004 tijdens basislast



¹ De analyses zijn afkomstig van de APX.

Figuur 2.2.1-c: Prijsgevoeligheid van de APX-prijs voor additionele vraagbiedingen in 2002, 2003 en 2004 tijdens piekuren

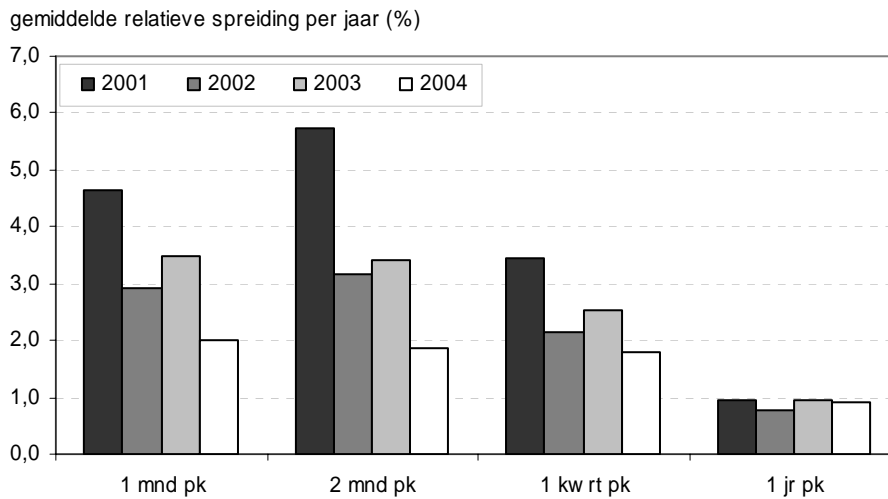


Eén van de belangrijke indicatoren voor de meting van de liquiditeit van de OTC-markt is de spreiding tussen bied- en laatkoersen. Die indicator wordt hieronder uitgewerkt.

Naarmate de handel in elektriciteit meer liquide wordt, nemen de verschillen tussen de prijzen waartegen aanbieders bereid zijn te verkopen (laatkoers) en prijzen waartegen vragers bereid zijn te kopen (biedkoers) af. Dit komt omdat het voor handelaren eenvoudig is om een tegenpartij te vinden zodat het proces van prijsvorming efficiënter wordt. Wanneer de spreiding tussen bied- en laatkoersen structureel toe- of afneemt over een bepaalde periode is dit een indicatie dat de liquiditeit op de markt is verslechterd of juist is verbeterd.

Figuur 2.2.1-d laat voor een aantal verschillende pieklust OTC-producten (1 maand, 2 maanden, 1 kwartaal en 1 jaar vooruit) de gemiddelde spreiding tussen bied- en laatkoersen zien voor de afgelopen vier jaren. De spreiding is weergegeven als percentage van de prijs van het betreffende OTC-contract. De spreiding is gebaseerd op basis van de noteringen van Platts. Er kan geconcludeerd worden dat de spreiding tussen bied- en laatkoersen van een aantal producten in 2004 is afgenomen ten opzichte van 2003 en eerdere jaren. De figuur toont dat de gemiddelde spreiding in 2004 voor alle gepresenteerde producten is afgenomen, hoewel in verhouding de spreiding van 1 maand, 2 maanden en het 1 kwartaalproduct meer is gedaald dan die van het day-ahead product. Deze constatering kan als gunstig worden beschouwd zeker aangezien de gemiddelde spreiding in 2003 nog was toegenomen ten opzichte van 2002.

Figuur 2.2.1-d: Gemiddelde relatieve spreiding van de prijs per jaar voor vier verschillende OTC-piekcontracten (procent)



- **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**

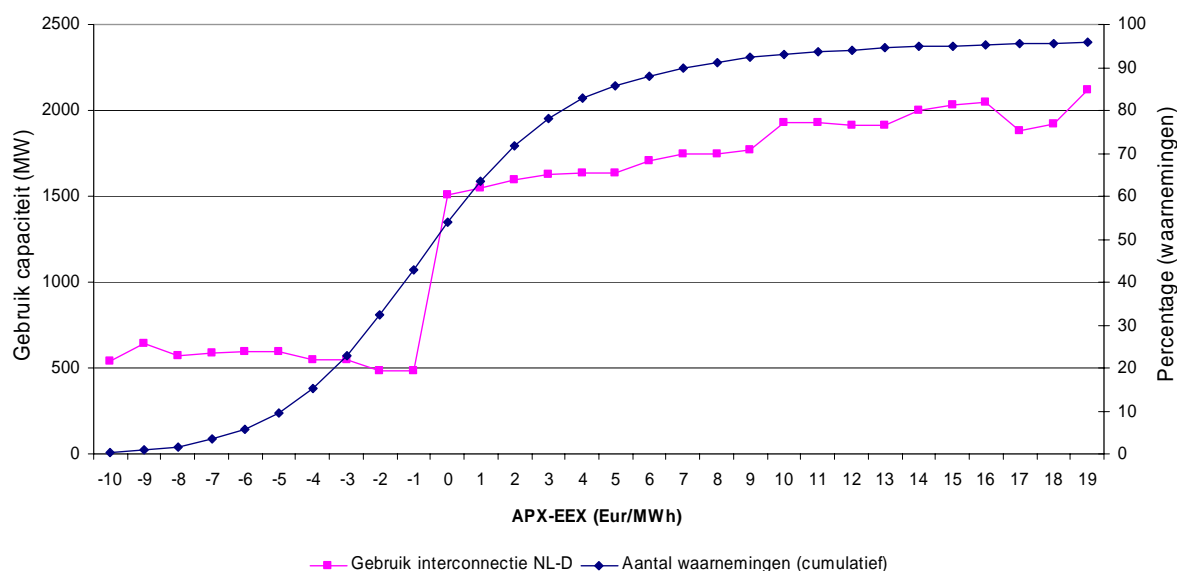
De Nederlandse markt is met diverse interconnectoren verbonden met de Belgische en Duitse markt. Bovendien is een kabel gepland met Noorwegen. Nederland is een netto importeur. In een normale bedrijfsvoerings situatie is de maximale transportcapaciteit op de vijf buitenlandverbindingen 3650 MW, waarvan 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 2.2.1-e laat voor 2004 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 2.2.1-e: 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.

Een andere mogelijkheid is om de arbitragefout te bepalen voor de day-ahead veiling (voor grenscapaciteit) en voor het prijsverschil tussen APX en EEX. De theoretische waarde van importcapaciteit per uur wordt berekend door:

$$P_{\text{capaciteit}} = \max(p_{\text{APX}} - p_{\text{EEX}}, 0)$$

Importcapaciteit heeft geen (economische) waarde indien elektriciteit in Duitsland duurder is dan in Nederland. In het omgekeerde geval is de waarde, theoretisch gezien, gelijk aan het prijsverschil op de Duitse en Nederlandse spotmarkt. De data geven als gemiddelden van de capaciteitsprijs, respectievelijk de theoretische waarde op basis van de beursprijzen, voor de jaren 2002, 2003 en 2004 het volgende beeld (tabel 3.2.1).

Tabel 3.2.1: Vergelijking gerealiseerde prijs van de dagveiling met theoretische waarde (in €/ MWh)

Jaar	Gemiddelde dagveilingprijs	Gemiddelde theoretische waarde
2002	7,39	9,18
2003	9,74	18,74
2004	3,14	4,28

- **Overnames**

Zie hoofdstuk 3.2.3 voor de overname van de productiemiddelen van Reliant door Nuon.

2.2.2 Beschrijving van de detailhandelsmarkt

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

Er zijn drie Nederlandse elektriciteitsleveranciers met een marktaandeel boven de 5 procent bij kleinverbruikers. De structuur van de Nederlandse detailhandelsmarkt van elektriciteit wordt gekenmerkt door deze drie grote leveranciers en een groter aantal zeer kleine aanbieders. De drie grote aanbieders hebben samen een marktaandeel van ongeveer 83 procent in het kleinverbruikersegment. De andere 18 onafhankelijke spelers hebben elk een marktaandeel van minder dan 5 procent.

Toe- en uittreding, internationale penetratie

Sinds de volledige liberalisering vonden vijf overnames van elektriciteitsleveranciers plaats. Zo werden de bedrijven NRE, Intergas en Oxxio in juni 2005 overgenomen door het Duitse E.ON, het Deense Dong respectievelijk het Britse Centrica. De NMa onderzoekt op dit moment of de overname van Intergas door Dong volgens de mededingingsregels verliep. Al in 2001 werden Obragas en Haarlemmergas overgenomen door de Duitse RWE. Daarnaast zijn buitenlandse aanbieders op de Nederlandse elektriciteitsmarkt actief door opbouw van een filiaal. Hierbij hoort het Belgische bedrijf Electrabel. Daarna heeft Electrabel de Nederlandse nieuwkomer Spark Energy overgenomen. Shell als Nederlands-Brits bedrijf had een vergunning aangevraagd en verkregen maar was nooit echt actief op deze markt. Op nationaal niveau vond in de eerste helft van 2004 één overname plaats. Toen heeft Energiebedrijf.com de nieuwkomer Evolta overgenomen. In de eerste helft van 2005 nam ONS de nieuwkomer Echte Energie over.

Verticale integratie levering-productie en levering-netwerk

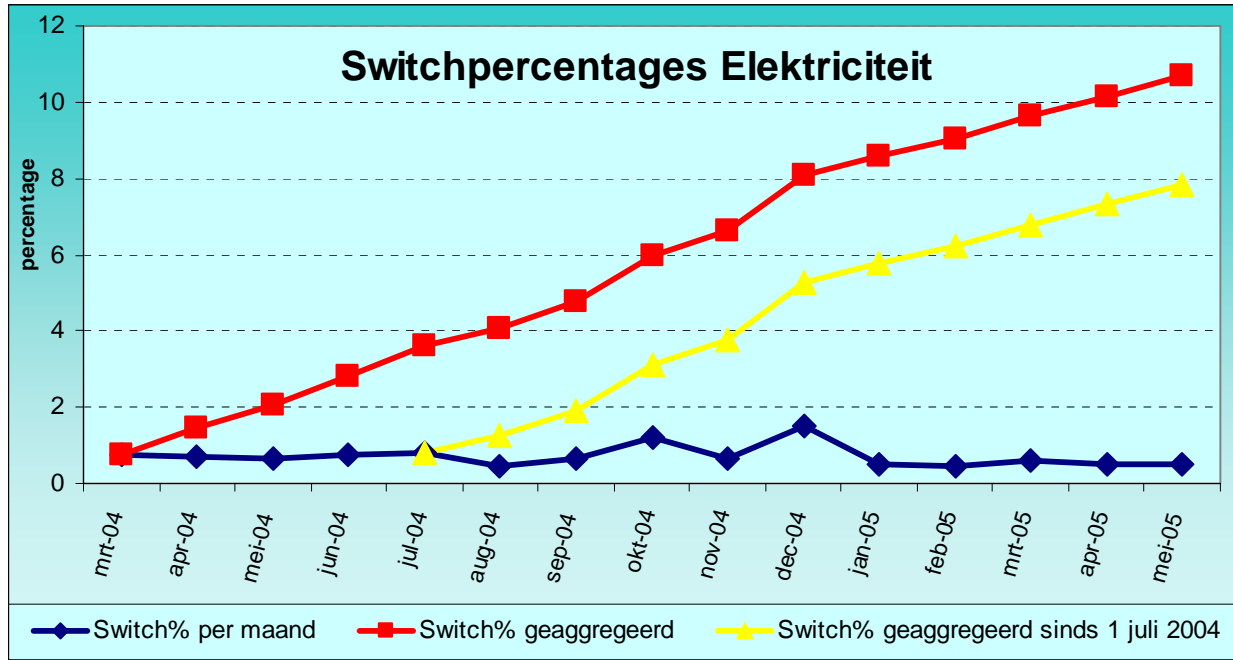
De mate van verticale integratie van productie en leveringsbedrijven wordt hier uitgedrukt in marktaandelen op de kleinverbruikermarkt van elektriciteit. In maart 2004 lag deze bij minimaal 62 procent. Omdat één van de grote drie energiebedrijven begint eigen opwekvermogen op te bouwen, ligt dit percentage in 2005 bij minimaal 88 procent. 16 vergunninghouders voor de levering van elektriciteit hebben een directe of indirecte verbinding met een netbeheerder. Deze 16 vergunninghouders vormen 9 onafhankelijk van elkaar opererende spelers (moedermaatschappijen). Er zijn 12 vergunninghouders voor de levering van elektriciteit zonder verbinding met een netbeheerder. Deze 12 vergunninghouders zijn allemaal onafhankelijke spelers.

Switches

Tussen 1 juli 2004 (het moment van volledige marktopening) en 1 juni 2005 zijn er 570.000 elektriciteitsklanten gewisseld van leverancier. Dit is ongeveer 8 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 780.000 elektriciteitsklanten geswitcht sinds maart 2004. Dit is een percentage van

ongeveer 10,5 procent van alle kleinverbruikeraansluitingen. Onderstaande figuur 3.2.2 geeft een overzicht.

Figuur 3.2.2



Switchprocedures

Om te switchen moeten elektriciteitsklanten schriftelijk of mondeling (bijvoorbeeld telefonisch) de nieuwe leverancier informeren over hun switchintentie. Daarnaast moeten zij de meterstand doorgeven. Hiermee heeft de klant alles gedaan wat hij noodzakelijkerwijs voor een switch moet doen. Daarna wacht de klant alleen maar op de bevestiging door de leverancier. Voor de zekerheid adviseert DTe dat ook de oude leverancier op de hoogte wordt gebracht, maar dat hoeft niet. De klant mag ook de nieuwe leverancier vragen dit voor hem te doen. In dit verband adviseert DTe 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 gebracht. In dit verband heeft DTe in januari 2005 de opzegvergoeding bij het opzeggen van een jaarcontract beperkt tot een maximum van €50. Omdat sommige leveranciers een welkomstcadeau overhandigen, mag dit bedrag naar boven bijgesteld worden. Het bedrag moet in verhouding staan met de restlooptijd en de waarde van het welkomstcadeau. Voor een contract dat stilzwijgend is verlengd, mag de energieleverancier maximaal €25 in rekening brengen. Voor contracten met een looptijd van langer dan een jaar geldt een opzegvergoeding die oploopt met €25 per extra half jaar resterende contractduur.

De aangeslotene mandateert de beoogde leverancier voor het opvragen van informatie uit het aansluitingsregister van de netbeheerder en voor het regelen van de programmaverantwoordelijkheid. De beoogde nieuwe leverancier stuurt één dag na ontvangst de in- en uit-switchmelding door naar de netbeheerder, samen met de EAN-code van de aansluiting en de switchdatum. De nieuwe leverancier geeft uiterlijk 10 dagen na de switchdatum de meterstanden van het switchtijdstip aan de netbeheerder door.

Switchproblemen

Om verschillende redenen kunnen switchverzoeken worden afgewezen. Tussen 1 juni 2004 en 1 juni 2005 werden ca. 67.000 switchverzoeken afgewezen. De voornaamste redenen zijn: (1.) de aanvraag komt te vroeg of te laat (12000), (2.) het betreft geen echte switch (14.000), (3.) de EAN-code van de aansluiting hoort niet bij de netbeheerder of is onbekend (12.300), (4.) de aansluiting is geblokkeerd voor switch en verhuizing of is afgesloten wegens inhuizing (17.300).

Prijzen, tarieven en belastingvoet per notaonderdeel

- **Netwerkkosten zonder heffingen**

Netwerkkosten bestaan uit eenmalige aansluitkosten, transportkosten, systeemdienstkosten, meterhuur en de periodieke aansluitkostenvergoeding. De tarieven zijn gereguleerd. Tabel 3.2.2 geeft een overzicht van de tarieven .

Tabel 3.2.2: Gereguleerde transporttarieven

Bedrijf	Vastrecht transport dienst	kWh tarief enkel	Periodieke aansluit vergoeding	Eénmalige Aansluit vergoeding	System diensten tarief
Westland Energie Infrastructuur B.V.	18,00	0,0374	12,91	628,75	
RENDO Netbeheer B.V.	18,00	0,0332	21,00	570,00	
ONS Netbeheer B.V.	18,00	0,0414	7,59	520,70	
N.V. Continuon Netbeheer	18,00	0,0331	15,48	555,00	
NRE Netwerk B.V.	18,00	0,0308	13,95	461,08	
InfraMosane N.V.	18,00	0,0327	30,20	620,00	
Intergas Netbeheer B.V.	18,00	0,0345	21,53	574,30	
Netbeheerder Centraal Overijssel B.V.	18,00	0,0335	12,47	538,18	
Delta Netwerkbedrijf BV	18,00	0,0446	24,24	602,93	
ENECO Edelnets Delfland B.V., ENECO Netbeheer B.V. en ENECO Netbeheer Midden-Holland B.V.	18,00	0,0420	21,96	489,05	
ENECO Netbeheer Weert N.V., ENECO Netbeheer Zuid-Kennemerland B.V. en ENBU B.V.	18,00	0,0434	15,00	645,74	
Essent Netwerk (excl. Inframosane)	18,00	0,0328	30,30	620,00	
TenneT BV					0,00104

- **Heffingen in netwerkkosten**

De enige heffing die in de netkosten inbegrepen is, is de subsidie Milieukwaliteit EnergieProductie (MEP) vergoed. Deze is BTW-vrij. De MEP-subsidie bedraagt tussen €0 en €97 per MWh. Het exacte bedrag wordt ieder jaar vastgesteld door de Minister via een Ministeriele regeling. De voor de subsidie in aanmerking te nemen periode is maximaal 10 jaar. Zij wordt toegekend voor het gebruik van duurzame energie opwekkende installaties.

- **Energiekosten en marge**

De leveringstarieven zijn niet gereguleerd. In het tweede kwartaal van 2005 betaalde een huishouden met een gemiddeld verbruik (3500kWh per jaar) €193 netto op jaarbasis. Daarin zijn de vaste kosten inbegrepen en de brutomarge. De brutomarge op de groothandelsprijs van elektriciteit is ongeveer €35 per klant op jaarbasis. De redelijkheid van de tarieven wordt bewaakt door DTe.

- **Belastingen**

Er zijn verschillende belastingen op de levering van energie. De energiebelasting bedraagt voor elektriciteit €65,40 per MWh geleverde stroom. Op het leveringsbedrag (verbruiks- en niet-verbruiksgerelateerde tarieven) en de energiebelasting wordt 19 procent Belasting Toegevoegde Waarde (BTW) berekend. Bovendien wordt een heffingskorting verleend voor aansluitingen met een waarde van 3 x 25 ampère. Dit is een teruggave op de gehele energierekening (elektriciteit en gas) van €230,86 per jaar.

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, import-export 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.

Virtual Power Plants

Nederland heeft ervaring met één Virtual Power Plant (VPP). Veiling Het betreft hier een voorwaarde die is gesteld door de NMa aan de overname van de productiemiddelen van Reliant door Nuon. De overname werd goedgekeurd onder de voorwaarde dat Nuon VPP capaciteit zou veilen. Dit zou, zo bleek uit de simulaties, de opwaartse druk op prijzen grotendeels wegnemen. Een positief neveneffect was dat de VPP tevens de liquiditeit op de groothandelsmarkt zou vergroten. De NMa voorzag mededingingsproblemen, zowel wat betreft de horizontale aspecten van de zaak (verdere concentratie van de productiemarkt), als de verticale (omdat Nuon één van de grootste leveringsbedrijven is). Het onderzoek richtte zich met name op de horizontale aspecten, daar eerste analyses uitwezen dat met name hier risico's voor de mededinging aanwezig waren. Overigens heeft in juni 2005 de voorzieningenrechter van de rechtbank Rotterdam, hangende het door Nuon ingestelde hoger beroep van het besluit van de NMa, het besluit van de NMa gewijzigd. De periode waarvoor de elektriciteitsproductiecapaciteit wordt geveild is van 5 jaar teruggebracht tot 1 jaar. De NMa heeft volgens de rechtbank in onvoldoende mate gepreciseerd, waarom sprake is van het ontstaan dan wel versterken van een economische machtspositie van Nuon. In september 2004 is een VPP-veiling van een eenjaarsproduct gehouden, waarbij in totaal 200 MW (in 20 blokken van 10 MW capaciteit) werd geveild. Veertig partijen hebben zich geregistreerd voor de veiling, waarvan 29 partijen daadwerkelijk hebben geboden en 7 partijen capaciteit hebben gekocht. De geveilde VPP-producten zijn per 1 januari 2005 op de markt gekomen. Het effect van deze VPP veiling is moeilijk vast te stellen omdat 200 MW in verhouding tot normaal verhandelde volumes vrij weinig is. Wel is er een indicatie dat de liquiditeit op de APX als gevolg van de VPP-veiling is toegenomen.

Naast de Nuon-veiling die het gevolg was van de overname van Reliant productiemiddelen door Nuon, heeft de DTe 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 consulteert de sector hierover en zal later in 2005 hierover advies uitbrengen aan het Ministerie. Het consultatiedocument ("Informatie- en Consultatiedocument ten behoeve van het advies van DTe aan het Ministerie van Economische Zaken (EZ) inzake Virtual Power Plant veilingen voor de Nederlandse groothandelsmarkt", Den Haag, juni 2005) is beschikbaar op de DTe web site (http://www.dte.nl/nederlands/actueel/nieuwsberichten/dte_consulteert_over_vpp.asp).

Mededingingsmaatregelen

DTe heeft de mogelijkheid tariefverlaging aan leveringsbedrijven op te leggen indien de tarieven onredelijk hoog zijn. Dit is echter nog nooit gebeurd. Verder heeft DTe faciliterende maatregelen genomen ter verbetering van de transparantie van de markt en daarmee ook van de mededinging.

Met betrekking tot transparantie op de detailhandelsmarkt verricht DTe een aantal onderzoeken. Zo is al een tweede onderzoek verricht naar de correctheid en volledigheid van gegevens op Internetsites voor prijsvergelijkingen. Verder onderzoekt DTe de duidelijkheid van nota's. Uit dit onderzoek kwam naar voren dat de duidelijkheid van nota's gemiddeld ruim voldoende tot goed is.

De contractvoorwaarden die leveranciers aan consumenten dienen te hanteren zijn transparant, eerlijk en vooraf bekend. Misleidende reclame is niet toegestaan (95 m 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 afrekenmaand) 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 (eisen aan de leveringsovereenkomst met een kleinverbruiker (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).

De tevredenheid van consumenten met betrekking tot informatieverstrekking door energiebedrijven is inmiddels in meerdere onderzoeken meegenomen. In het derde onderzoek binnen een half jaar wordt nu gekeken naar de verbetering van stroef verloopende

administratieve processen. De Minister van Economische Zaken heeft in januari 2005 met de sector afgesproken dat op 1 april jl. de administratieve problemen moesten zijn gehalveerd en op 1 juli jl. moesten zijn opgelost. DTe onderzoekt of die afspraak is nagekomen.

De politiek is daarentegen wel met een directe ingreep in de marktstructuur bezig. Om concurrentievervalsing tussen leveranciers met en zonder een eigen distributienet te voorkomen is de splitsingswet nu voorgelegd aan de Tweede Kamer. De wet wordt waarschijnlijk in de tweede helft van 2005 geaccordeerd. De wet schrijft voor dat energietransportdiensten van overige commerciële diensten gescheiden moeten zijn.

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

Het gastransport binnen Nederland zal tot het jaar 2010 toenemen. Bovendien zal door de internationalisering (liberalisering en nieuwe interconnectiecapaciteit) de verhouding van afzet tussen Nederlands en buitenlands gas veranderen. Tabel 4.1.2 geeft een inschatting weer van de afzetstromen door Nederland (afzet is totaal binnenland + export).

Tabel 4.1.2: Afzetstromen door Nederland

Bron	2004 (bcm)	2005(bcm)	2006(bcm)	2007(bcm)
G-gas	20	11	14	20
Derde shippers	16	26	29	29
GUTS	48	48	46	46
Totaal	84	85	89	95

Uit deze cijfers blijkt dat de hoeveelheid gas door het Nederlandse systeem in de komende vier jaar zal toenemen. Op dit ogenblik zijn er fysieke bottlenecks in het transportsysteem in de oostelijke noord-zuidroute. Het hoge-druk-systeem (67-81 bar) ten zuiden van Ommen is waarschijnlijk in de komende jaren niet in staat om deze toename van gastransport te verwerken. Uit de 'Open Season procedure' van GtS blijkt dat er toename van gasstromen door Nederland van Emden naar België en Duitsland kunnen worden verwacht. Het Leidingsysteem van Ommen naar Zelzate is hier de beperkende factor waarvan de transportcapaciteit vergroot moet worden.

Met betrekking tot de import- en exportcapaciteit is er congestie opgetreden bij het entrypunt Emden-Bunde. Door de hoge transporttarieven in Duitsland lijkt zich een verlegging van de transitstromen af te tekenen van Duitsland naar Nederland. Deze verlegging houdt in dat gas dat anders door Duitsland naar Zuid-Duitsland, Italië, België en Frankrijk zou gaan nu door Nederland vervoerd gaat worden. Of dit fenomeen zal doorzetten hangt af van de tarieven voor exit en entry voor 2006.

Andere shippers dan GUTS zijn voor hun gas voornamelijk aangewezen op import. Uit bovenstaande tabel blijkt duidelijk dat een sterke toename van de import verwacht kan worden. Op dit ogenblik is er op de belangrijkste importpunten, namelijk Emden-Bunde, Zelzate en Balgzand, behoefte aan additionele entrycapaciteit. Voor export naar Duitsland en België is extra exitcapaciteit nodig op de exitpunten Zelzate en Emden-Bunde.

In 2007 wordt de BBL in gebruik genomen. Dit betekent dat er een extra exitpunt naar het Verenigd Koninkrijk komt in Julianadorp. Door de ingebruikname van dit exitpunt wordt fysieke congestie verwacht op het traject Bunde–Wieringermeer–Julianadorp. Begin 2007 zal het H-gassysteem hier dan ook uitgebreid moeten worden. In de planning voor 2007 van GtS is dit meegenomen.

Met betrekking tot het management en de allocatie van interconnectiecapaciteit zijn sinds 1-1-2005 de regels van toepassing die zijn vastgelegd in de Richtlijnen Gastransport 2005. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de Richtlijnen Gastransport 2005 vervangen zullen worden door de *Technische Codes* welke momenteel worden ontwikkeld. Naar verwachting zullen deze Technische Codes in de loop van 2006 in werking treden.

Wettelijk kader

Ter bevordering van de transparantie over mogelijke congestie op interconnectiepunten is in Artikel 11 Richtlijnen Gastransport 2005 vastgelegd dat Gas Transport Services de volgende informatie verschaft:

Artikel 11

1. De indicatieve voorwaarden van Gastransport Services voorzien erin dat Gastransport Services aan iedere netgebruiker die zij toegang heeft verleend tot haar gastransportnet, alsmede aan iedere natuurlijke of rechtspersoon die met haar in onderhandeling wil treden, periodiek op de Internetpagina van Gastransport Services in ieder geval de navolgende informatie verschaft:
 - a. een opsomming en een beschrijving van alle entry- en exitterminals;
 - b. een opsomming van alle in het tariefsysteem gehanteerde entry- en exitpunten;
 - c. van de entry-, exit- en bidirectionele punten die op de Nederlandse grens liggen en de door Gastransport Services aangeboden kwaliteitsconversiedienst :

Soort informatie	Verleden	Toekomst	Periode
Firm totaal	3 jaar	5 jaar	1 dag
Firm beschikbaar	3 jaar	5 jaar	1 dag
Firm geboekt	3 jaar	5 jaar	1 dag
Firm genomineerd		Alle nominaties	1 uur
Firm gebruikt	3 jaar		1 uur
Afschakelbaar geboekt	3 jaar	5 jaar	1 dag
Afschakelbaar genomineerd		Alle nominaties	1 uur
Afschakelbaar gebruikt	3 jaar		1 uur
Backhaul totaal	3 jaar	5 jaar	1 dag
Backhaul beschikbaar	3 jaar	5 jaar	1 dag
Backhaul geboekt	3 jaar	5 jaar	1 dag
Backhaul genomineerd		Alle nominaties	1 uur
Backhaul gebruikt	3 jaar		1 uur
Kwaliteitsconversie: beschikbaar	3 jaar	5 jaar	1 dag
Kwaliteitsconversie: geboekt	3 jaar	5 jaar	1 dag
Kwaliteitsconversie: gebruikt	3 jaar		1 dag

- d. een jaarlijkse rapportage over het afgelopen kalenderjaar met betrekking tot de inzet van alle in gebruik zijnde middelen van kwaliteitsconversie. De rapportage is gebaseerd op de Onderzoeksrapportage Kwaliteitsconversie zoals door DTe gepubliceerd in juni 2004.
 - e. een raming met betrekking tot de behoefte aan transport- en kwaliteitsconversiecapaciteit en de wijze waarop de netbeheerder voornemens is om aan deze behoefte te voldoen, inclusief de gemaakte veronderstellingen voor deze raming, zoals op grond van de Gaswet aan de Minister van Economische Zaken wordt verstrekt. Deze dient jaarlijks te worden geactualiseerd.
 - f. De in het eerste lid, onderdelen a t/met e bedoelde informatie wordt geactualiseerd op het moment dat nieuwe informatie beschikbaar is, tenzij in het betreffende onderdeel een andere norm voor actualisatie is gesteld.
2. In afwijking van het eerste lid van dit artikel kan Gastransport Services bij DTe om ontheffing verzoeken van onderdelen van de in dat lid, onder c neergelegde plicht tot publicatie. DTe verleent ontheffing indien er sprake is van bedrijfsvertrouwelijke informatie of informatie die bij publicatie kan leiden tot een onevenredige benadeling of bevoordeling van een bepaalde netgebruiker in afweging tegen het publieke belang van transparantie. Er wordt geen ontheffing verleend als meer dan twee partijen actief zijn op de in het eerste lid, onder c neergelegde onderdelen. De ontheffing geldt voor onbepaalde tijd. Gastransport Services is verplicht om eventuele wijzigingen die van invloed kunnen zijn op de ontheffing bij DTe te melden.
 3. De indicatieve voorwaarden van Gastransport Services voorzien erin dat aan iedere netgebruiker die zij toegang heeft verleend tot haar gastransportnet, alsmede aan iedere natuurlijke of rechtspersoon die met haar in onderhandelingen wil treden, informatie verschaft wordt over dreigende schaarste in het netwerk. Gastransport Services dient vooraf aan te geven hoe zij bepaalt wanneer van een dergelijke situatie sprake is en betreft dit in het overleg zoals bedoeld in artikel 12, derde lid van de Gaswet.

Met betrekking tot de verdeling en allocatie van capaciteit is artikel 12 en 12a Richtlijnen Gastransport 2005 van kracht.

Artikel 12

1. De indicatieve voorwaarden van Gastransport Services voorzien in een systeem met toepassing waarvan beschikbare transportcapaciteit wordt verdeeld over netgebruikers die gegarandeerde transportdiensten of andere transportdiensten willen afnemen.

2. Het in het eerste lid bedoelde systeem voldoet ten minste aan de eisen van transparantie, non-discriminatie, objectiviteit en redelijkheid. Dit betekent in het bijzonder dat het systeem er niet toe leidt dat Gastransport Services, moeder-, dochter- of groepsondernemingen van Gastransport Services, alsmede derden met wie zij ten tijde van de publicatie van deze richtlijnen reeds overeenkomsten had gesloten met betrekking tot de betreffende transportcapaciteit, bevoordeelt.
3. Gastransport Services kan besluiten om het in het eerste lid bedoelde systeem te baseren op een veilingmechanisme.
4. Het in het eerste lid bedoelde systeem voorziet er voorts in dat voor zover een netgebruiker nalaat om door hem gecontracteerde transportcapaciteit daadwerkelijk te gebruiken, de niet-gebruikte transportcapaciteit, na verloop van een redelijke termijn door Gastransport Services afschakelbaar kan worden aangeboden.
5. De wijze waarop de gastransportbedrijven invulling geven aan het bepaalde in het derde lid weerspiegelt de wensen van marktpartijen en is onderwerp van het overleg op grond van artikel 12, derde en vierde lid van de Gaswet.

Artikel 12a

1. De indicatieve voorwaarden van Gastransport Services voorzien in een nominatiesysteem waarbij netgebruikers kunnen aangeven welk deel van de gecontracteerde transportcapaciteit zij wensen te benutten.
2. Het in het eerste lid bedoelde systeem voldoet ten minste aan de eisen van transparantie, non-discriminatie, objectiviteit en redelijkheid. Dit betekent in het bijzonder dat het systeem er niet toe leidt dat Gastransport Services, moeder-, dochter- of groepsondernemingen van Gastransport Services, alsmede derden met wie zij ten tijde van de publicatie van deze richtlijnen reeds overeenkomsten had gesloten met betrekking tot de betreffende transportcapaciteit, bevoordeelt.
3. In afwijking van het gestelde in dit artikel kan Gastransport Services netgebruikers die een overeenkomst hebben om gasstromen te balanceren, ontheffing verlenen van de plicht tot nomineren. De criteria waaraan een dergelijke netgebruiker dient te voldoen maken deel uit van het overleg op grond van artikel 12, derde lid van de Gaswet.

3.1.3 Regulering van taken van transmissie- en distributiebedrijven

Reguleringsregime TSO

Er is één landelijke TSO voor gas, namelijk Gas Transport Services (GTS). De NMa houdt zich bij regulering van GTS aan het principe van outputsturing waarbij zo weinig mogelijk wordt ingegrepen in de specifieke beslissingen van het management. Tevens streeft de NMa ernaar om GTS prikkels te geven om zoveel mogelijk bedrijfsmatig te opereren en de markt te faciliteren.

De toegestane totale inkomsten van GTS worden bepaald door de tarieven te vermenigvuldigen met de hoeveelheid in rekening te brengen tariefdragers (afzet). De totale inkomsten die zullen worden vastgesteld hebben betrekking op de inkomsten die GTS behaalt voor alle transporttaken. Door het toepassen van deze vorm van regulering (omzetregulering) wordt GTS vergoed voor de efficiënte kosten van noodzakelijke (uitbreidings)investeringen. GTS krijgt hiermee de zekerheid dat investeringen worden vergoed die noodzakelijk zijn voor de waarborging van de leveringszekerheid of facilitering van de markt, maar waarvan de hoogte van opbrengsten ongewis is vanwege de onzekerheid in de ontwikkeling van de vraag.

De regulering van GTS is hiermee anders dan de regulering van regionale netbeheerders gas (zie hieronder), waarvoor maatstafconcurrentie is ingevoerd. GTS wordt niet in de maatstaf van regionale netbeheerders opgenomen omdat zij niet vergelijkbaar is met deze netbeheerders. GTS beheert namelijk alleen het landelijk gastransportnet, het gastransportnet dat uitsluitend of in hoofdzaak is bestemd voor het op landelijk niveau transporteren van gas. Regionale netbeheerders beheren netten die in hoofdzaak een distributiefunctie hebben.

De toegestane totale inkomsten van GTS worden in de reguleringsperiode² gebaseerd op het verwachte kostenniveau aan het einde van de reguleringsperiode (2009). De korting ter bevordering van een doelmatige bedrijfsvoering (hierna: x-factor) wordt op een zodanig niveau vastgesteld dat het verschil tussen de toegestane totale inkomsten aan het begin van de reguleringsperiode en de verwachte kosten aan het einde van de periode, gedurende de reguleringsperiode wordt weggenomen.

De NMa is voornemens om de toegestane totale inkomsten van GTS in de derde reguleringsperiode te baseren op de efficiënte kosten. Door de toegestane totale inkomsten alleen op de efficiënte kosten te baseren geeft de NMa een prikkel aan GTS om doelmatig te opereren. Om het gereguleerde winstniveau te blijven behalen moet GTS haar kosten in lijn brengen met de vast te stellen efficiënte kosten. Gedurende een reguleringsperiode kan GTS haar kosten ook onder deze efficiënte kosten brengen. Dit leidt dan tot extra winst voor GTS.

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 $1+CPI-x+q$. 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 leveringsbedrijven een tariefvoorstel. Dit voorstel zal door DTe worden beoordeeld.

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.

De jaarlijkse, gemiddelde uitvalduur is 27 seconden per jaar per afnemer. Een gemiddeld huishouden met een een jaarlijkse consumptie van 1815 m³ betaalt ongeveer €107. De rekening van consument fluctueert tussen €82 en €117 voor verschuillende leveringsbedrijven. Meer informatie over de gereguleerde tariefstructuur van leveringsbedrijven kan worden gevonden op de website:

http://www.dte.nl/nederlands/gas/transport/tariefregulering/besluiten_transporttarieven_gas_2005.asp

² De onderhavige periode betreft de tweede reguleringsperiode (2006 tot en met 2009).

Balanceringsregime

De beheerder van het landelijke transportnet biedt contracten aan op basis van dagbalancing met uurtoleranties, gebaseerd op de veronderstelling dat shippers gas aanbieden met een vlak patroon dan wel met een patroon dat past op de afname. Uurtolerantie heeft betrekking op het totale verschil in een klokkur tussen de realisaties op de entrypunten en de realisaties op de exitpunten in dat uur van de portfolio van een shipper. Er is 0 procent tolerantie op uurbasis bij -17°C. De tolerantie loopt vanaf -17°C lineair op tot 13 procent op uurbasis bij 0°C en blijft 13 procent bij temperaturen boven 0°C (gemiddelde gerealiseerde effectieve etmaaltemperatuur, dus inclusief chill factor, gemeten in De Bilt). Naast genoemde tolerantie is op uurbasis steeds een operationele marge van 2 procent van toepassing. Zowel de tolerantie die oploopt tot 13 procent als de operationele marge van 2 procent zijn verdeeld over entry- en exithoeveelheden en wel op een 50/50-basis. Zowel de gerealiseerde als de verwachte gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur worden door de beheerder van het landelijk gastransportnet aan de markt beschikbaar gesteld.

Indien er in een uur een overschrijding van de toegestane onbalans plaatsvindt kan er sprake zijn van shortage (meer exit dan entry) of van excess (meer entry dan exit). In geval van shortage wordt per gasdag vervolgens de grootste van deze overschrijdingshoeveelheid bepaald en hierover is een boete van kracht die afhankelijk is van de maandfactor. De maandfactor is afhankelijk van de maand waarin deze gasdag valt. In geval van excess wordt voor elk uur een boete berekend op basis van de overschrijdingshoeveelheid en een relevante gasprijs. Vervolgens wordt op deze boetebedragen een aanvullende berekening uitgevoerd, die er kort gezegd op neerkomt dat als enkele betrokken shippers een shortage hebben en andere betrokken shippers een excess, de individuele boetes naar beneden worden bijgesteld op basis van het saldo.

3.1.4 Toegang tot opslag, linepack en andere nethulpdiensten

De Nederlandse gasopslag bestaat op dit ogenblik uit een viertal sites. In de onderstaande tabel 4.1.4 wordt een overzicht gegeven van deze sites.

Tabel 4.1.4

Parameter	Norg	Grijpskerk	Alkmaar	Maasvlakte
Workingas	3,0 bcm	1,5 bcm	0,5 bcm	72 mcm
Quality	G-gas	H-gas	G-gas	LNG
Max output	55 bcm/d	55 bcm/d	36 bcm/d	31,2 mcm/d
Verh. Werkgas/ Kussengas	1 : 9,3	1 : 8,7	1 : 7,2	n.v.t

Uit bovenstaande cijfers blijkt dat alle opslaginstallaties in principe in staat zijn om als piekgasinstallatie te fungeren. Echter gezien hun ontwerpparameters zijn deze installaties echter alleen te gebruiken als seizoenproductie-installaties. Dit houdt in dat shippers die grote hoeveelheden kunnen produceren deze installaties kunnen inzetten. Deze opslaginstallaties zijn uit de tijd dat Gasunie een monopolie had voor de handel binnen Nederland. Zij zijn speciaal voor Gasunie ontworpen. De installaties zijn dus niet geschikt om kleine dag- of uurpieken te behandelen. De LNG opslag op de Maasvlakte wordt door GtS

gebruikt voor opslag van gas voor de pieklevering bij extreme kou (PSO) en is dus niet beschikbaar voor de markt.

Het toegangsregime is NTPA

In 2003 zijn door DTe richtlijnen opgesteld voor indicatieve voorwaarden van de SSO's voor toegang. Deze richtlijnen gelden niet meer sinds juli 2004. Gezien het ontwerp van de opslagsystemen is TPA om te beginnen beperkt gebleven tot ca 30 procent van de opslagcapaciteit, de rest is voor productie- en PSO-doeleinden gereserveerd en staat ter beschikking van GUTS en GtS. Het succes van de TPA voor opslag was uiterst beperkt omdat, zoals hierboven beschreven, de installaties niet geschikt zijn voor flexibiliteit maar voor afvlakken van seizoenspieken.

De opslagcapaciteit wordt aangeboden in bundels van injectie-, opslag- en productiecapaciteit. Gezien de beperkte interesse van marktpartijen zijn er op dit moment geen ongebundelde diensten verkrijgbaar.

Op dit ogenblik wordt een beperkte hoeveelheid opslag aangeboden. Het is voor de markt duidelijk wat wordt aangeboden en voor welke prijs. De voorwaarden zijn zeker transparant.

Zoals eerder is opgemerkt is het succes in Nederland vanwege de hoedanigheid van de opslagen uiterst beperkt. De indicatieve voorwaarden en tarieven zijn de basis geweest voor 1 à 2 contracten.

De opslagcapaciteit wordt open in de markt aangeboden. Er is geen discriminatie van nieuwe toetreders t.o.v. incumbents.

Gezien het beperkte succes van opslag in Nederland zijn er geen goede gegevens m.b.t. de GGPSO. Er wordt door de SSO's een secundaire markt gefaciliteerd en er is een bulletin board om de handel te faciliteren.

In Nederland worden geen balanceringszones onderscheiden daardoor liggen alle opslagen in dezelfde balanceerzone.

Er is geen speciaal transport regime voor de opslagen. De injectie- en productiepunten worden gezien als exit- respectievelijk entrypunten van het transportsysteem.

3.1.5 Daadwerkelijke ontvlechting

Zie hoofdstuk 3.1.4

3.2 Mededingingsvraagstukken [Artikel 25(1)(h)]

3.2.1 Beschrijving van de Groothandelsmarkt

Op de Nederlandse groothandelsmarkt voor gas wordt jaarlijks ca. 84 bcm gas verhandeld. De binnenlandse productie bedroeg over 2004, ca 68 bcm. In 2004 werd ca. 16 bcm geïmporteerd. De belangrijkste bronnen voor het Nederlandse gas waren het Groningenveld, en de kleine velden op de Noordzee. De landen die gas naar Nederland exporteerden, waren Noorwegen en Rusland.

De Nederlandse groothandelsmarkt voor gas is onder te verdelen naar verschillende marktplaatsen. Marktplaatsen zijn platforms waar marktpartijen gas van elkaar kunnen kopen en aan elkaar kunnen verkopen. Op de Nederlandse groothandelsmarkt kunnen de volgende drie marktplaatsen worden onderscheiden:

- Gasontvangststations (hierna: GOS'en);
- Title Transfer Facility (hierna: het TTF); en
- EuroHub.

Het overgrote deel van het gas dat in Nederland verhandeld wordt – circa 95 procent – wordt via bilaterale contracten op de verschillende GOS'en verkocht. Het GTS-net kent ongeveer 1100 fysieke GOS'en die samen de 800 exitpunten in het entry-exitsysteem vormen. Het is vrij eenvoudig toe te treden op de markt van GOS'en. Een marktpartij dient hiervoor bij GTS geregistreerd te zijn als shipper en hij of zijn wederpartij moet over exitcapaciteit op het betreffende GOS beschikken. Er is geen abonnementsgeld verschuldigd.

Op het TTF wordt circa 5% van de Nederlandse gasconsumptie verhandeld. Het TTF is een virtuele marktplaats die wordt bereikt door gas in te voeden op één van de entrypuncten in het GTS net. Op het TTF kan bilateraal worden gehandeld of via de gasbeurs APX Gas NL die op 3 februari 2005 is geïntroduceerd.

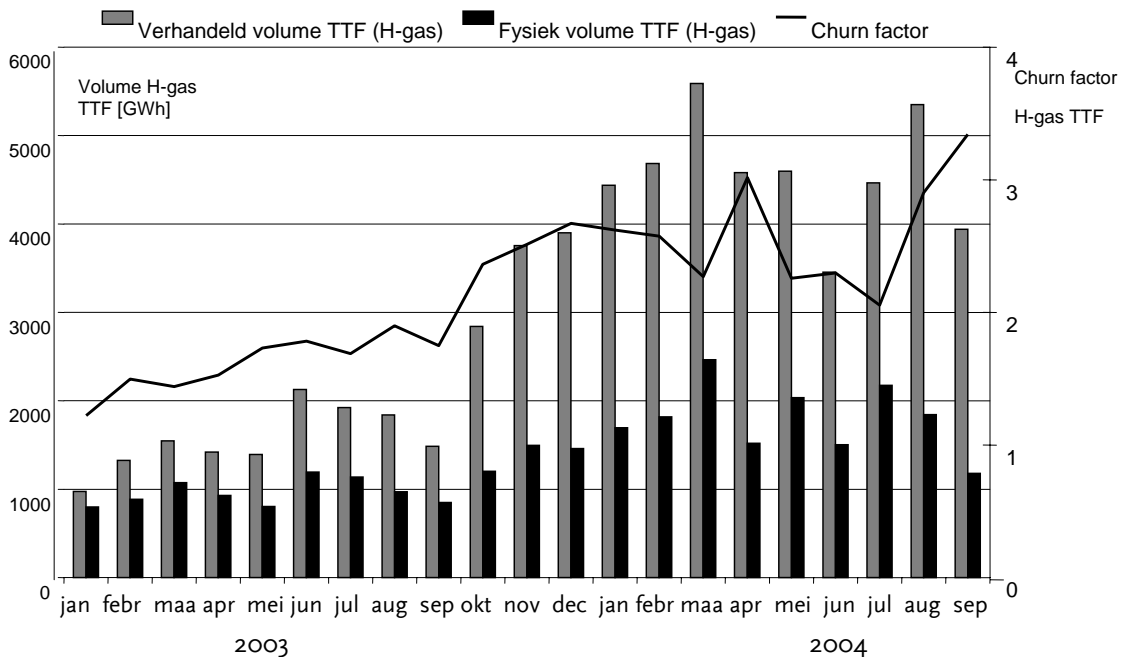
Toetreding tot het TTF is relatief makkelijk. Dit blijkt onder andere uit de groei van het aantal geregistreerde marktpartijen op het TTF dat in de periode begin 2003 tot einde 2004 is toegenomen van 12 naar 30. Om toe te kunnen treden, dient een marktpartij geregistreerd te staan als shipper. Hij moet dan een maandelijks vastbedrag en een variabel tarief per kWh betalen. Van de geregistreerde shippers waren er einde 2004 in een maand gemiddeld ongeveer 20 actief op het TTF

EuroHub GmbH is een bedrijf dat gashandel in de regio Bunde-Emden faciliteert.

Marktpartijen kunnen door het betalen van een jaarlijks abonnementstarief en een variabel tarief gebruik maken van de verschillende diensten van Eurohub. Het aantal marktpartijen op Eurohub is in vergelijking met het TTF zeer beperkt. In januari 2005 waren slechts 8 shippers lid van EuroHub.

De gasmarkt in Nederland wordt gedomineerd door Gasunie Trade & Supply. Deze shipper heeft een marktaandeel van ca 80 procent. Vooral op de groothandelsmarkt heeft Gasunie Trade & Supply in de afgelopen jaren marktaandeel verloren namelijk sinds 1998, meer dan 50 procent. Door het enorme marktaandeel van Gasunie Trade & Supply moeten de overige 20 procent verdeeld worden over minimaal 30 andere marktpartijen, hetgeen betekent dat er vrijwel geen marktpartijen met een marktaandeel groter dan 5 procent zijn. In de gasmarkt is een marktpartij met eigen gas.

Figuur 4.2.1: Maandelijks fysieke, bruto verhandelde volumes en 'churn factor' van het TTF gedurende de periode januari 2003 tot en met september 2004 [Bron: GTS]



In figuur 4.2.1 wordt een overzicht gegeven van de maandelijkse, bruto verhandelde volumes op het TTF. Uit de figuur blijkt dat het maandelijks verhandelde volume in 2004 duidelijk is toegenomen ten opzichte van 2003. Het maandelijks gemiddeld verhandelde volume was in 2003 nog 2045 GWh, terwijl dit over de eerste drie kwartalen van 2004 is toegenomen naar 4570 GWh. Uit het feit dat de 'churn factor' in het tweede kwartaal sterk daalt en in het derde kwartaal weer sterk stijgt kan geconcludeerd worden dat de ontwikkeling van handel op het TTF nog niet erg stabiel is.

De gashandel verloopt op dit ogenblik nog vooral via bilaterale contracten. Bovendien zijn deze contracten voornamelijk lange termijn contracten.

In de onderstaande tabel worden de producten gegeven die in de markt verhandeld worden. Uit deze tabel is ook te zien dat het verhandelde volume van de verschillende producten is toegenomen in 2003 tot 2004. De indicatoren geven echter aan dat de liquiditeit van de handel over het algemeen zijn niet verbeterd is.

Tabel 4.2.1: Overzicht van de indicatoren gebruikt voor het TTF per contracttype 2003 ten opzichte van 2004³

Contract \ Indicator	Toename verhandeld volume (in procent)	Toename aantal transacties (in procent)	Contract grootte	Volatiliteit prijzen	Spreiding aanbod- en vraagprijzen
Dagvoornit	400	400	Gelijk	--	Toegenomen
Weekend	200	200	Afgenomen	--	--
< Week	400	800	Afgenomen	--	--
< Maand	100	100	Afgenomen	--	--
Maand	300	300	Gelijk	Toegenomen	Afgenomen
Kwartaal	200	200	Gelijk	Toegenomen	Afgenomen
Zomer/Winter	300	200	Gelijk	--	--
Jaar	900	1100	Gelijk	Afgenomen	Afgenomen

Er is sprake van een nationale markt. DTe heeft op dit moment niet onderzocht in hoeverre er sprake is van prijsrelatie met buitenlandse markten. Ook is niet onderzocht of er sprake is van goed op elkaar afgestemde TSO-regimes van de Nederlandse en buitenlandse TSO's. Wel is bekend dat slechts zeer beperkt importcapaciteit beschikbaar is. Het overgrote deel is door middel van langjarige contracten aan Trade & Supply verkocht.

Er is geen speciale regelgeving met betrekking tot de gasproducenten en importeurs op deze gebieden. Wel zijn deze bedrijven gehouden aan de Mededingingswet.

3.2.2 Beschrijving van de Detailhandelsmarkt

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 112 gasgestookte elektriciteitscentrales met een groter capaciteit dan 1 MW. 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 83 procent in het kleinverbruikersegment. De andere 13 onafhankelijke spelers hebben elk een marktaandeel van minder dan 5 procent.

³ Toename verhandeld volume en aantal transacties is gebaseerd op een vergelijking van de eerste drie kwartalen van 2003 en 2004. Verandering in contractgrootte is gebaseerd op een vergelijking van 2003 en 2004. Verandering in volatiliteit en verandering spreiding aanbod- en vraagprijzen is gebaseerd op de ontwikkeling in de eerste drie kwartalen van 2004.

Toe- en uittreding, internationale penetratie

Tot 1 juli 2005 hebben vijf overnames van gasleveranciers plaats gevonden. Zo werden de bedrijven NRE, Intergas en Oxxio in juni 2005 overgenomen door de Duitse E.ON, de Deense Dong respectievelijk de Britse Centrica. De NMa onderzoekt op dit moment of de overname van Intergas door Dong volgens de mededingingsregels verliep. Al in 2001 werden Obragas en Haarlemmergas overgenomen door de Duitse RWE. Daarnaast zijn buitenlandse aanbieders op de Nederlandse gasmarkt actief door opbouw van een filiaal. Hierbij hoort het Belgische bedrijf Electrabel. In 2004 heeft Energiebedrijf.com de nieuwkomer Evolta overgenomen. In de eerste helft van 2005 nam ONS de nieuwkomer Echte Energie over. Het Franse bedrijf Gaz de France, het Nederlandse Caplare en het Duitse D-Gas verkregen in de eerste helft van 2005 een vergunning. D-Gas heeft weinige maanden daarna intrek van de vergunning gevraagd.

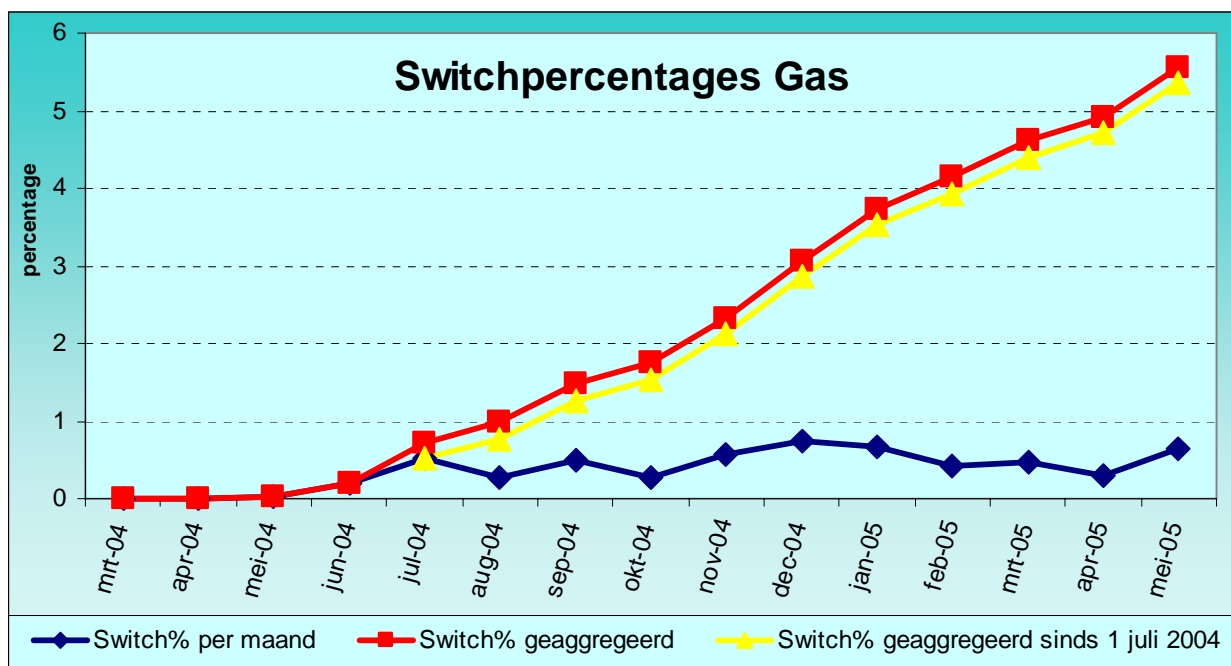
Verticale integratie levering-productie en levering-netwerk

13 vergunninghouders voor de levering van gas hebben een directe of indirecte verbinding met een netbeheerder. Deze 13 vergunninghouders vormen 11 onafhankelijk opererende spelers (moedermaatschappijen). Er zijn 5 vergunninghouders voor de levering van gas zonder verbinding met een netbeheerder. Deze 5 vergunninghouders 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 2005 zijn er 360.000 gasklanten gewisseld van leverancier. Dit is 5,5 procent van het totale aantal huishoudelijke gasklanten. Onderstaande figuur 4.2.2 geeft een overzicht.

Figuur 4.2.2



Switchprocedures

Om te switchen moeten elektriciteitsklanten schriftelijk of mondeling (bijvoorbeeld telefonisch) de nieuwe leverancier informeren over hun switchintentie. Daarnaast moeten zij de meterstand doorgeven. Hiermee heeft de klant alles gedaan wat hij noodzakelijkerwijs voor een switch moet doen. Daarna wacht de klant alleen maar op de bevestiging door de leverancier. Voor de zekerheid adviseert DTe dat ook de oude leverancier op de hoogte wordt gebracht, maar dat hoeft niet. De klant mag ook de nieuwe leverancier vragen dit voor hem te doen. In dit verband adviseert DTe 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 gebracht. In dit verband heeft DTe in januari 2005 de opzegvergoeding bij het opzeggen van een jaarcontract beperkt tot een maximum van €50. Omdat sommige leveranciers een welkomstcadeau overhandigen, mag dit bedrag naar boven bijgesteld worden. Het bedrag moet in verhouding staan met de restlooptijd en de waarde van het welkomstcadeau. Voor een contract dat stilzwijgend is verlengd, mag de energieleverancier maximaal €25 in rekening brengen. Voor contracten met een looptijd van langer dan een jaar geldt een opzegvergoeding die oploopt met €25 per extra half jaar resterende contractduur.

De aangeslotene mandateert de beoogde leverancier voor het opvragen van informatie uit het aansluitingsregister van de netbeheerder. De beoogde nieuwe leverancier stuurt één dag na ontvangst de in- en uit-switchmelding door naar de netbeheerder, samen met de EAN-code van de aansluiting en de switchdatum. De nieuwe leverancier geeft uiterlijk 10 dagen na de switchdatum de meterstanden van het switchtijdstip door aan de netbeheerder.

Switchproblemen

Om verschillende redenen worden switchverzoeken afgewezen. Tussen 1 juni 2004 en 1 juni 2005 werden ca. 67.000 switchverzoeken afgewezen. De voornaamste redenen zijn: (1.) switchaanvraag is reeds ingediend (16.800), (2.) de aanvraag komt te vroeg of te laat (12.000), (3.) het betreft geen echte switch (9.000), (4.) de aansluiting is geblokkeerd voor switch en verhuizing of is afgesloten wegens inhuizing (7.700).

Prijzen, tarieven en belastingen per notaonderdeel

- **Netwerkkosten zonder heffingen**

Netwerkkosten bestaan uit eenmalige aansluitkosten, transportkosten, Gasunie-bijdrage, meterhuur en de periodieke aansluitkostenvergoeding. De tarieven zijn gereguleerd. Tabel 4.2.2 geeft een overzicht van de tarieven.

Tabel 4.2.2: Gereguleerde transporttarieven

Bedrijf	Tariefsoort		
	Vastrecht per jaar (€)	Capaciteits-afhankelijk tarief per eenheid rekencapaciteit per jaar (€)	Verbruiks-afhankelijk tarief per Nm ³ (normaal m ³)
Westland Energie Infrastructuur B.V.	35,00	4,57807	0,016088
Essent Netwerk (excl. Inframosane)	18,00	12,00000	0,025593
RENDO Netbeheer B.V.	17,94	19,19500	0,012440
ONS Netbeheer B.V.	61,77	3,00000	0,015000
Obragas Net N.V.	18,84	17,46000	0,011321
N.V. Continuon Netbeheer	36,00	11,52000	0,01241595
NRE Netwerk B.V.	18,00	14,97322	0,010913
InfraMosane N.V. (hoort bij Essent)	18,00	12,00000	0,018481
Intergas Netbeheer B.V.	50,00	8,82000	0,011650
B.V. Netbeheer Haarlemmermeer	18,84	15,99000	0,012052
Gezamenlijke netbeheerders ENECO	17,64	15,13580	0,012642
Netbeheerder Centraal Overijssel B.V.	54,60	7,69000	0,011000
Delta Netwerkbetrijf BV	55,80	0,00000	0,023198

- **Heffingen in netwerkkosten**

Voor gas is er geen heffing inbegrepen in de netwerkkosten.

- **Energiekosten en marge**

De leveringstarieven zijn niet gereguleerd. In het tweede kwartaal van 2005 betaalde een huishouden met een gemiddeld verbruik (1800m³ per jaar) €500 netto op jaarbasis. Daarin zijn zowel de vaste kosten als de brutomarge inbegrepen. De brutomarge op de groothandelsprijs van elektriciteit is ongeveer €32 per klant op jaarbasis. De redelijkheid van de tarieven wordt bewaakt door DTe.

- **Belastingen**

Er zijn verschillende belastingen op de levering van energie. De energiebelasting bedraagt voor gas €0,1429 per m³ geleverde gas. Op het gehele nettobedrag inclusief de energiebelasting wordt 19 procent belasting toegevoegde waarde (BTW) berekend. Bovendien wordt een heffingskorting verleend voor aansluitingen met een waarde van 3 × 25 ampère. Dit is een teruggave op de gehele energierekening (elektriciteit en gas) ter hoogte van €230,86 per jaar.

4 Leveringszekerheid

Voor een uitgebreide beschrijving van de Nederlandse situatie met betrekking tot de leveringszekerheid van elektriciteit en gas verwijzen wij naar de monitoringsrapportage van het Ministerie van Economische Zaken die recent naar de Europese Commissie is verstuurd. Hierin wordt verwezen naar de onlangs naar het Nederlandse parlement verstuurde brief "leveringszekerheid elektriciteit" van 30 juni 2005 waarin de afwegingen rondom de invoering van een capaciteitsmechanisme, het zogenaamde "vangnet" centraal staat.

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

Het raamwerk voor de aanleg van infrastructuur 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 veilingopbrengst worden aangevraagd.

Infrastructuurprojecten

In 2004 en de eerste helft van 2005 waren er twee nationale infrastructuurprojecten en één interconnectieproject aan de orde:

Sinds 2002 wordt gebouwd aan de versterking van de intranationale trajecten Maasvlakte - Bleiswijk en Diemen–Zaandam–Beverwijk. De werkzaamheden hiervan gingen gewoon door. Het eerste project wordt naar verwachting eind 2005 afgerond.

Met de goedkeuring van financiering uit de veilingopbrengsten ging begin 2005 de aanleg van een nieuw interconnectietraject tussen Nederland en Noorwegen door de TSO's van die twee landen van start. Deze zeekabelverbinding heeft een capaciteit van 700 MW. Hiervoor werd financiering uit de veilingopbrengsten aangevraagd en DTe heeft ingestemd onder verschillende voorwaarden zoals een bonus-/malussysteem. Volgens dit systeem zou de TenneT een bonus ontvangen of een boete oplopen als de beoogde capaciteit wordt over-respectievelijk onderschreden.

4.2 Gas [Artikel 5]

In de onderstaande tabel 5.1-a wordt over de komende drie jaar de gas consumptie in Nederland gegeven. Uit deze tabel blijkt dat de consumptie in Nederland vrijwel constant verondersteld wordt. In de komende jaren zal de gasproductie uit de kleine velden afnemen omdat de er steeds meer velden verlaten worden. Hierdoor zal Nederland steeds meer afhankelijk worden van gas import uit Noorwegen en Rusland. Dit effect wordt nog versterkt door de liberalisering van de gasmarkt omdat andere shippers dan Gasunie trade & Supply voor hun gas afhankelijk worden van externe bronnen. Tenslotte zal bij de in gebruik name van de BBL een relatief grote hoeveelheid hoog-calorisch gas geëxporteerd worden naar het VK.

Tabel 5.2-a: Jaarlijkse gasconsumptie (bcm) en verwachtingen voor de volgende drie jaar

	2004	2005	2006	2007	2008
Binnenlandse afzet	47,919	47,08	47,47	48,11	48,53

(Bron: Gasunie Transport Services)

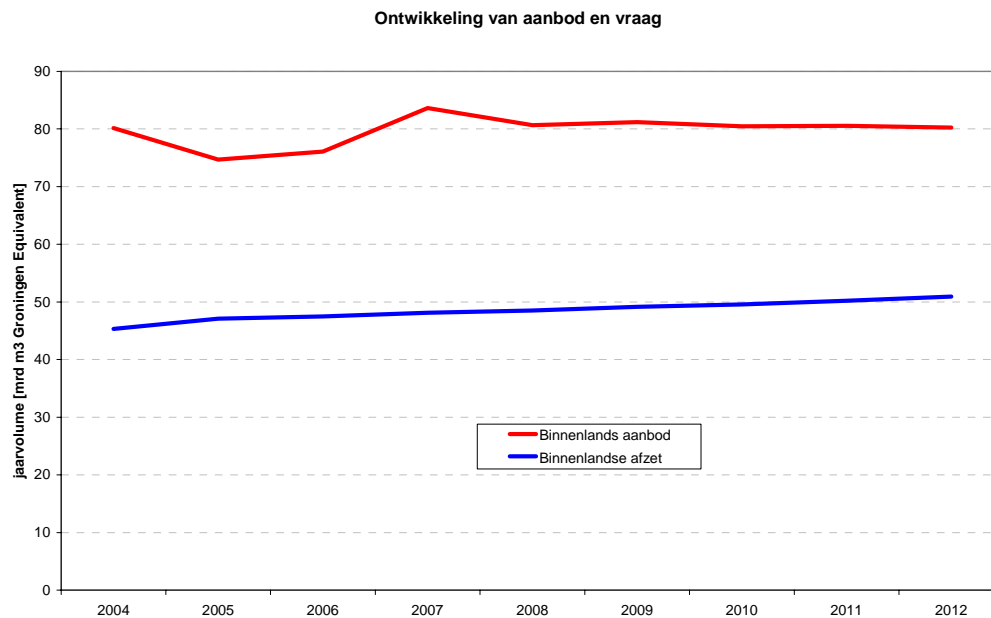
In tabel 5.2-b wordt een overzicht gegeven van de gemiddelde onbenutte capaciteit opgevat als total contracted firm – flow (eenheden in dam³/u (35.17)).

[Tabel 5.2-b: Gecontracteerde capaciteiten exclusief shorthaul/wheeling, Flow inclusief shorthaul/wheeling. Gemiddelde onbenutte capaciteit opgevat als total contracted firm – flow (eenheden in dam³/u (35.17)). Vermenigvuldigen met 35.170 voor omrekening naar kWh)

Give average data over month	Technical capacity	Total contracted capacity		Available capacity	Flow	Unused capacity
		Firm	Interruptible			
jan-03	4871,78	4222,22	11,89	649,56	2468,48	1396,13
feb-03	4971,78	4228,47	11,89	743,31	2584,65	1285,57
mrt-03	4971,78	4254,57	78,91	717,21	2825,75	1112,32
apr-03	5176,57	4540,38	148,14	636,19	2603,71	1983,53
mei-03	5257,86	4468,09	186,25	789,76	2408,35	2239,83
jun-03	5257,86	4478,46	216,59	779,40	2410,22	2204,90
jul-03	5006,55	4226,73	233,34	779,82	2156,22	2186,93
aug-03	5006,55	4214,45	186,25	792,11	2323,05	1812,52
sep-03	5006,55	4214,45	186,25	792,11	2302,65	1819,27
okt-03	5184,85	4067,41	334,67	1117,43	2523,75	1341,37
nov-03	5134,85	4041,06	310,77	1093,78	1989,77	1568,35
dec-03	5132,11	4038,33	265,28	1093,78	1998,77	1817,65
jan-04	4991,62	3921,08	531,73	1070,55	2312,82	1160,22
feb-04	4991,62	3921,08	531,73	1070,55	2222,14	1253,63
mrt-04	4991,62	3921,08	531,73	1070,55	2009,23	1921,52
apr-04	5142,84	4072,39	807,73	1070,45	2245,82	1978,42
mei-04	5142,84	4075,47	832,32	1067,37	2509,21	1731,34
jun-04	5142,84	4075,47	838,46	1067,37	2316,41	2031,84
jul-04	5150,86	4095,78	838,46	1055,08	2478,25	1637,34
aug-04	5150,28	4096,37	813,88	1053,92	1877,80	2149,85
sep-04	5125,71	4071,80	820,02	1053,92	1809,89	2107,01
okt-04	4962,89	3821,09	754,86	1141,80	2123,28	1843,21
nov-04	4912,89	3796,19	758,39	1116,70	2266,28	1543,38
dec-04	4912,89	3796,19	758,39	1116,70	2206,21	1613,34
jan-05	4890,17	3698,03	687,00	1192,14	2201,76	1217,32
feb-05	4890,17	3698,03	686,89	1192,14	2162,44	1465,70
mrt-05	4890,17	3698,03	691,14	1192,14	2252,15	1510,00
apr-05	5190,45	3994,52	649,10	1195,93	2340,67	1714,10
mei-05	5190,45	3994,52	630,78	1195,93	2608,19	1640,84
jun-05	5190,45	3994,52	655,35	1195,93	2459,88	1712,90

Onderstaande grafiek geeft een beeld van de ontwikkeling van de beschikbare productiecapaciteit in Nederland ten opzichte van de te verwachten vraag naar gas in Nederland. De grafiek laat zien dat Nederland beschikt over grote gasvoorraden om ruim aan de binnenlandse vraag te kunnen voorzien. Deze gegevens zijn ook terug te vinden in figuur 5.2-c en bijbehorende tabel.

Figuur 5.2-c: Cijfermatig overzicht binnenlands aanbod en binnenlandse vraag (Bon GTS)



In mrd m ³	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Binnenlandse vraag	45,3	47,1	47,5	48,1	48,5	49,1	49,6	50,2
Binnenlands aanbod	80,2	74,7	76,1	83,6	80,7	81,2	80,5	80,5

De Minister van Economische zaken heeft op basis van de Gaswet voor de periode 2003-2012 een productieplafond voor de Nederlandse aardgasproductie vastgesteld. Voor de periode 2003-2007 is dit plafond gemiddeld 76 miljard m³ Geq en voor de periode 2008-2012 gemiddeld 70 miljard m³ Geq. De huidige aardgasvoorraad bedraagt per 1 januari 2005 in Nederland 1534 miljard m³ Geq.

Investeringsen

Geplande investeringen in het transportnetwerk 2005 (overigens heeft dit betrekking op de totale transportcapaciteit, niet alleen importvoorzieningen): bedragen volgens opgave van N.V. Nederlandse Gasunie ca. € 350 mln (bron: website N.V. Nederlandse Gasunie).

Regulering

De kwaliteitsregulering in Nederland voor gastransport wordt op twee niveau's uitgevoerd, namelijk:

- Inputregulering
- Procesregulering

- **Inputregulering**

De input is gereguleerd door technische codes die de kwaliteitseisen voor TSO's voorschrijven.

- **Procesregulering**

In de Gaswet heeft Gastransport Services (GTS) de wettelijke taak gekregen om voor voldoende capaciteit te zorgen om te voorzien in de vraag naar gas. Bovendien hebben alle netbeheerders in de verplichting om één maal per twee jaar, te beginnen bij 1 december 2005, om aan te tonen op welke wijze hij de kwaliteit van het transport van gas waarborgt. Hiertoe is een ministeriele regeling opgesteld waarin aangegeven wordt op welke wijze de netbeheerder dit kan aantonen. Onderdeel van deze verplichting is het instellen van een kwaliteitsbeheersingssysteem en een tweejaarlijkse rapportage aan de toezichthouder door middel van een capaciteit en kwaliteitdocument. Deze plannen worden beoordeeld door de toezichthouder.

Voorts heft de minister de bevoegdheid om indien nodig in te grijpen. De minister kan bijvoorbeeld een maximum onderbrekingsduur opleggen en de TSO boetes opleggen indien deze onderbrekingsduur overschreden wordt. De huidige gemiddelde onderbrekingsduur bij gas bedraagt per aangeslotene 27 seconden.

Nieuwe investeringen

Uit onderzoek uitgevoerd door Gas Transport Services B.V. (GTS) is GTS gebleken dat er behoefte is aan aanvullende hoogcalorische entrycapaciteit in het noordoosten van Nederland en hoogcalorische exitcapaciteit, zowel op de grens als naar grote op het GTS-net aangesloten industrieën, in het zuidwesten van het land. GTS heeft het voornemen deze aanvullende capaciteit beschikbaar te maken en is een 'open season' gestart om te bepalen of het economisch haalbaar is om te investeren in aanvullende hoogcalorische transportcapaciteit. In de open 'season procedure' kijkt GTS hoeveel interesse er is om capaciteit te contracteren op deze verbindingen. Pas bij voldoende 'commitment' vanuit de markt zullen deze investeringen worden doorgezet. Hierover valt een besluit medio 2005.

In principe vallen alle investeringsprojecten van GTS onder het reguleringsregime dat geldt voor de nationale netwerkbeheerder, d.w.z. dat de DTe beoordeelt of de investeringen meegenomen kunnen worden in de 'regulated asset base' (en dus vergoed worden via de tarieven).

Lopende projecten

Op de website van de N.V. Nederlandse Gasunie wordt gerapporteerd dat momenteel wordt gewerkt aan de volgende projecten:

1. Uitbreiding mengstation Kootstertille met stikstoffaciliteiten
2. Leidingaanleg tussen Midwolda en Oude Statenzijl
3. Leidingaanleg tussen Noordbroek en Tripcompagnie
4. Leidingaanleg tussen Tjuchem en Meedhuizen
5. Leidingaanleg tussen Enschede en Bornerbroek
6. Leidingaanleg tussen Grijskerk en Wieringermeer
7. Aardgasbuffer Zuidwending
8. BBL

Toelichting op enkele projecten

Leidingaanleg tussen Midwolda en Oude Statenzijl

Door liberalisering van de gasmarkt is de handel in gas in de driehoek Oude Statenzijl - Bunde - Emden (EuroHub) sterk toegenomen en daarmee de vraag naar transportcapaciteit. De driehoek heeft zich ontwikkeld tot een belangrijk knooppunt in het Europese gasnetwerk. Er komen stromen uit Noorwegen, Rusland en Nederland langs en die vinden hun weg naar de verschillende gasmarkten. Tussen Midwolda en Oude Statenzijl gaat het om een tracé van 16 kilometer 42" leiding, waarin twee horizontale boringen zijn voorzien. Het project kost ongeveer €20 mln. In september 2004 is begonnen met het uitzetten van het tracé en de eerste ontgravingen. Het totale project is in juni 2005 gereed.

Leidingaanleg tussen Noordbroek en Tripscompagnie

Door een toenemende vraag naar transportcapaciteit is het noodzakelijk om een extra leiding tussen Noordbroek en Tripscompagnie te leggen. Het gaat om een 10,2 kilometer lange 48" leiding. De voorbereidingen hiervoor zijn getroffen en de constructie is voorzien in de zomer van 2005. Het project moet in oktober 2005 klaar zijn. Met het project is circa €16 mln gemoeid.

Leidingaanleg tussen Grijskerk en Wieringermeer (IJsselmeerleiding)

Het project behelst twee fases: Tussen Grijskerk en Workum wordt een 42" leiding gelegd over een afstand van 80 kilometer en de IJsselmeerleiding tussen Workum en Wieringermeer heeft een lengte van 30 kilometer en is een 48" leiding. De IJsselmeerleiding wordt in 2006 gelegd, terwijl de landleiding in november 2007 moet zijn afgerond. De totale kosten bedragen €200 mln .

BBL (interconnectie)

De BBL Company (Balgzand Bacton Line) werkt aan een pijplijn voor gas tussen Nederland en het VK. De pijplijn wordt gebouwd door Gasunie Technology & Assets onder de toezicht van BBL Company. BBL Company is een partnerschap van drie maatschappijen, met name Gasunie Technology & Assets, E.ON Ruhrgas en Fluxys. De vloerichting is van Nederland naar Groot-Britannië.

De Nederlandse en de Britse regeringen hebben formeel ontheffing verleend aan BBL Company omtrent de eisen van toegang op basis van gereguleerde tarieven (april 2005). De aanleg is inmiddels begonnen. Voor de afronding wordt december 2006 beoogd.

(Bron: website N.V. Nederlandse Gasunie).

5 Openbare Belangen [Artikel 3(9) elektriciteit en 3(6) gas]

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. Ook dat kan de kleinverbruiker betrekken bij zijn oordeel over de diverse energieaanbieders. Daarnaast worden de administratieve processen (waaronder de factureringsproblematiek) bij diverse energiebedrijven aan een onderzoek onderworpen. Over de uitkomsten van deze onderzoeken zullen de sector en de afnemers worden geïnformeerd.

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 een enkele leverancier aangesproken op de hoogte van het leveringstarief. De betreffende leverancier zag hierin aanleiding zelfstandig zijn tarief aan te passen. DTe heeft tot op heden echter nog geen maximumtarief 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. Thans doet DTe onderzoek naar de juistheid van de door de leveranciers opgestelde stroometiketten.

Werving

DTe heeft betrekkelijk veel vragen en klachten ontvangen over de wijze van werving van klanten. Met name betreft het klachten over telefonische werving en het sluiten van leveringsovereenkomsten aan de deur (colportage). In maart 2005 heeft DTe - in verband met telefonische werving - voor de eerste keer een boete opgelegd. Thans onderzoekt DTe klachten over colportage. Hiermee heeft DTe uitvoering gegeven aan de bescherming van kleinverbruikers tegen oneerlijke/misleidende verkoopmethoden. DTe overweegt in de voorwaarden bij de leveringsvergunningen voorwaarden te stellen over onder meer de wijze van telefonisch werven. Bij een specifieke leverancier die structureel en op grote schaal gebruik maakt van telefonische werving zijn al strikte voorwaarden opgenomen over deze wervingmethode. Deze voorwaarden vormen een aanvulling op de vigerende regelgeving op dit punt.

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 is 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 niet over een lijst van alle afsluitingen in 2004.