



Energie Markt Trends 2001

Voorwoord

De energiesector is nog nooit zo sterk veranderd als in de laatste jaren. Door liberalisering van de elektriciteits- en gasmarkt zijn de verhoudingen tussen de spelers in de energiesector sterk gewijzigd. Dit heeft grote gevolgen voor de energievoorziening, niet alleen voor de energiebedrijven, maar in toenemende mate ook voor de energiegebruikers. Dat consumenten al vrij kunnen kiezen voor een leverancier van groene stroom, is daarvan slechts een voorbeeld.

In 2000 heeft het Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) voor het eerst de periodieke publicatie *Energie Markt Trends* uitgebracht. ECN heeft daarmee ingespeeld op de behoefte bij marktpartijen, overheid en energieafnemers om een goed overzicht te krijgen van de ontwikkelingen op de Nederlandse energiemarkt. Uit de reacties kan worden opgemaakt dat *Energie Markt Trends* voor velen een belangrijke bron van informatie vormt. De ontwikkelingen in de energiemarkt volgen elkaar echter snel op. Hierdoor is de in 2000 gepresenteerde informatie voor een deel al weer ingehaald door de actualiteit. De unit Beleidsstudies van ECN heeft daarom een nieuwe *Energie Markt Trends* samengesteld.

De opzet van *Energie Markt Trends 2001* is grotendeels gelijk gebleven aan de eerste publicatie. In vier delen worden de belangrijkste aspecten van de energiemarkt belicht. Deze vier delen zijn:

- Energiebeleid en marktregulering
- Marktstructuur en strategie
- Technologiekeuze en milieugevolgen
- Energieprijzen

Informatie over de energiemarkt wordt in elk deel op twee manieren gepresenteerd. Feitelijke informatie wordt in *Overzicht* gegeven. In *Inzicht* worden in elk deel één of twee ontwikkelingen die zich in de energiemarkt voordoen nader geanalyseerd. Omdat Nederland aan de vooravond staat van de introductie van de euro, zijn gegevens over prijzen en tarieven in deze nieuwe *Energie Markt Trends 2001* in euro weergegeven.

De vrije markt voor groene energie vormt in meerdere opzichten een voorbeeld voor de gehele energiemarkt. Op de groene energiemarkt kunnen energieleveranciers ervaring opdoen met het aanbieden van nieuwe energieproducten, en consumenten kunnen op hun beurt ervaren dat er op een vrije energiemarkt meerdere aanbieders zijn. Bovendien stimuleren de extra marketing-inspanningen van energieleveranciers het gebruik van duurzame energie. In deze *Energie Markt Trends* wordt aan deze ontwikkeling speciale aandacht besteed. Zowel de vraag naar groene stroom komt daarbij aan de orde als het aanbod van duurzame energie, met name die uit biomassa en wind. Ook andere ontwikkelingen krijgen de aandacht, zoals de implementatie van regulering in de gasmarkt en de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt.

In diverse beschouwingen wordt geprobeerd verwachtingen uit te spreken over de toekomstige ontwikkelingen in de energiemarkt. Deze verwachtingen zijn gebaseerd op de situatie tot medio september 2001. Onvoorziene gebeurtenissen kunnen de ontwikkelingen in de Nederlandse energiemarkt een andere wending geven. ECN zal deze ontwikkelingen blijven volgen en analyseren en er in een volgende *Energie Markt Trends* aandacht aan besteden.

Ik vertrouw erop dat deze *Energie Markt Trends* opnieuw voorziet in de behoefte aan overzichtelijke informatie over de Nederlandse energiemarkt. Bovendien hoop ik dat deze publicatie bijdraagt aan het verkrijgen van inzicht in het functioneren van een veranderende energievoorziening op weg naar duurzaam.

Prof. dr. F.W. Saris
Directeur

Energiebeleid en marktregulering

Overzicht	Gefaseerde opening energiemarkten • Energie–import en –export • Netbeheer en levering aan gebonden afnemers • Regulering elektriciteitsnettarieven • Regulering tarieven gastransport en –opslag • Leveringstarieven gebonden afnemers • Beëindiging Protocol en Overeenkomst van Samenwerking • Privatisering • Duurzame energievoorziening	8
Inzicht	Moeizame invoering van de Gaswet • Richtlijnen voor transport en opslag van gas zijn erop gericht Gasunie aan strengere regels te binden • Tijdspad voor volledige vrijmaking in gevaar door conflicten over regulering van de gasmarkt • Strikte koppeling tussen de olie- en gasprijs op de lange duur niet houdbaar door opkomende ‘gas-to-gas’ competitie	15

Marktstructuur en strategie

Overzicht	Structuur van de elektriciteitsvoorziening • Elektriciteitshandel • Elektriciteitsafzet • Gasmarkt • Energieleveranciers • Groene stroommarkt	28
Inzicht	Concurrentie op de kleinverbruikersmarkt start met groene stroom • Openstellen groene energiemarkt test voor volledig vrije energiemarkt • Groei groene stroommarkt in Nederland voorlopig alleen mogelijk met duurzame energie uit het buitenland • Onzekerheid over internationale markt voor groene energie kan nog meer dan 10 jaar voortduren	33
Inzicht	Het nieuwe gezicht van de bestaande energiebedrijven • Bestaande energiebedrijven hebben geen belang bij onderlinge concurrentie • Energiebedrijven die zich alleen op energie richten zullen klantencontact overlaten aan echte retailbedrijven • Grote Nederlandse energieleveranciers rekenen op fusie met andere Europese energiebedrijven	41

Technologiekeuze en milieugevolgen

Overzicht	Gasproductie • Gasopslag • Elektriciteitsproductie • Warmtekracht • Duurzame energie • Emissies • Broeikasgassen	50
Inzicht	Groei duurzame energieaanbod afhankelijk van succes offshore windenergie • Offshore windenergie aantrekkelijk alternatief voor windturbines op land • Nederland exporteur groene stroom bij succes offshore windenergie • Windparken op de Noordzee nu nog risicovolle projecten door technologische en beleidsmatige onzekerheden	55
Inzicht	Hoofdrol voor kolencentrales in het Nederlandse duurzame energieaanbod • Vervanging van kolen door biomassa aantrekkelijk voor exploitatie kolencentrale en gunstig voor nationale duurzame energiedoelstelling • Inzet biomassa-reststromen in kolencentrales mogelijk bedreiging voor acceptatie groene stroom door consument • Grootschalige inzet biomassa vormt belemmering voor ontwikkeling kleinschalige technologieën	62

Energieprijzen

Overzicht	Brandstofprijzen • Spotmarktprijzen elektriciteit • Eindverbruikersprijzen gas • Eindverbruikersprijzen elektriciteit • Gereguleerde tarieven gasmarkt • Gereguleerde tarieven elektriciteitsmarkt • Heffingen	72
Inzicht	Prijsvorming en marktgedrag op de elektriciteitsmarkt • Nederlandse elektriciteitsmarkt gevoeliger voor prijsmanipulatie bij toenemende elektriciteitsvraag • Energieleveranciers lijken zich met lange termijncontracten in te dekken tegen grote prijsfluctuaties op Nederlandse elektriciteitsmarkt • Marktprijs elektriciteit mogelijk onvoldoende stimulans voor investeringen in nieuw productievermogen	77
Inzicht	Opbouw van huidige en toekomstige energieprijzen • Concurrentie op elektriciteitsmarkt en regulering van nettarieven zorgen eerst voor daling eindverbruikersprijzen voor elektriciteit, maar op middellange termijn zullen elektriciteitsprijzen weer stijgen • Minder grote schommelingen gasprijs door mogelijk loslaten olieprijskoppeling • Waarde groene stroom verschilt per energieleverancier	87
	Afkortingen en eenheden	99
	Nadere informatie en verantwoording	100

ENERGIEBELEID EN MARKTREGULERING

Het opstellen van regels voor de vrije energiemarkt in Nederland nadert zijn voltooiing. Na invoering van gedetailleerde regelgeving voor de elektriciteitsmarkt in 1999 en 2000, zijn door de toezichthouder DTe in 2001 nadere regels opgesteld voor de gasmarkt. In dit jaar is ook de markt voor duurzame energie volledig vrij geworden. In 2002 zal de vrije energiemarkt verder worden uitgebreid doordat dan ook de middelgrote afnemers hun energieleverancier vrij kunnen kiezen.

Langzamerhand wordt duidelijk of de regulering van de vrije energiemarkt goed functioneert en of de beloofde voordelen van liberalisering verwezenlijkt zullen worden. De overheid realiseert zich dat een geliberaliseerde energiemarkt nieuwe risico's met zich mee kan brengen, bijvoorbeeld met betrekking tot voorzieningszekerheid en door marktmacht bij prijsvorming op de energiemarkt. De komende jaren zal meer aandacht worden besteed aan het monitoren van de marktwerking en zonodig aanpassen van de regelgeving om ongewenste effecten tegen te gaan.

In het eerste deel van *Energie Markt Trends 2001* wordt allereerst een overzicht gegeven van de ontwikkeling van beleid en regelgeving voor de elektriciteits- en gasmarkt. Daarna wordt ingegaan op de problemen die moeten worden overwonnen om in Nederland een goed werkende competitieve gasmarkt te laten ontstaan.

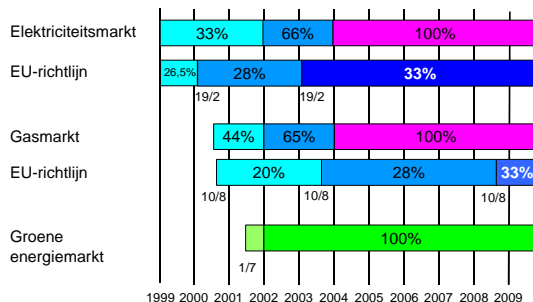
Gefaseerde opening energiemarkten

In 1998 is de nieuwe Elektriciteitswet in werking getreden, waardoor de eerste groep grootverbruikers de vrijheid kreeg hun elektriciteitsleverancier zelf te kiezen. De Gaswet, die het ook voor gasafnemers mogelijk maakt van leverancier te wisselen, is in 2000 in werking getreden. Met de invoering van de nieuwe energiewetgeving heeft Nederland voldaan aan de invoerdata die zijn gesteld in de Europese energierichtlijnen. Deze richtlijnen vereisen een marktopening van uiteindelijk 33%. Nederland zal de beide energiemarkten echter in fasen volledig vrijmaken (zie figuur 1.1). Tabel 1.1 laat zien welke afnemers van gas en elektriciteit nu al vrij zijn in de keuze van energieleverancier en de afnemers die in 2002 en 2004 deze vrijheid krijgen.

Alle afnemers hebben vanaf 1 juli 2001 keuzevrijheid ten aanzien van de leverancier van groene elektriciteit. Voor deze groene energie dienen leveranciers groencertificaten te kopen. TenneT verstrekt voorsnog alleen groencertificaten aan producenten van duurzaam geproduceerde elektriciteit. Tot 1 januari 2001 blijft de feitelijke elektriciteitslevering aan gebonden afnemers door de vergunninghouder plaatsvinden. Deze stuurt een factuur van de geleverde stroom door aan de leverancier van groene energie. Vanaf 2002 koopt de klant zowel het groencertificaat als de stroom bij de groenleverancier.

Duitsland heeft in 1998 de elektriciteits- en gasmarkt in één keer volledig vrijgemaakt (zie tabel 1.2). In Frankrijk kunnen vanaf begin 2000 elektriciteitsafnemers met een jaarverbruik van meer dan 16 GWh van leverancier wisselen. Een verdere marktopening is in Frankrijk niet voorzien. Voor de gasmarkt volgt Frankrijk de Europese richtlijn.

België heeft van de Europese Commissie een jaar uitstel gekregen voor invoering van de energieliberaliseringswetgeving. Vanaf 1 mei 2000 zijn afnemers vrij met een jaarverbruik van meer dan 40 GWh en vanaf begin 2001 ook afnemers met een jaarverbruik vanaf 20 GWh. Vanaf 2006 is de elektriciteitsmarkt in België geheel geopend. In België wordt de gasmarkt gefaseerd vrijgemaakt, waarbij uiteindelijk in 2010 alle afnemers vrij zijn.



Figuur 1.1 Gefaseerde opening van energiemarkten in Nederland

Tabel 1.1 Criteria en aantal afnemers bij vrijmaking van de gas- en elektriciteitsmarkt in Nederland

	Criterion *	Aantal afnemers
<i>Inmiddels vrij</i>		
Elektriciteit	> 2 MW	650
Gas	> 10 miljoen m ³	200
<i>Komt vrij vanaf 1-1-2002</i>		
Elektriciteit	< 2 MW, > 3 x 80 Ampère	59.000
Gas	1 tot 10 miljoen m ³	1.900
<i>Komt vrij vanaf 1-1-2004</i>		
Elektriciteit	< 3 x 80 Ampère	7.000.000
Gas	< 1 miljoen m ³	5.664.000

* voor elektriciteit aansluiting en voor gas jaarverbruik

Tabel 1.2 Tijdstip en mate van marktopening van de gas- en elektriciteitsmarkt in Duitsland, België en Frankrijk

	Markt-opening	Vanaf	Criterion *
<i>Elektriciteit</i>			
- Duitsland	100%	1998	
- België	38%	2000	>40 GWh
	45%	2001	>20 GWh
		2003	>10 GWh
- Frankrijk	100%	2006	
	30%	2000	>16 GWh
<i>Gas</i>			
- Duitsland	100%	1998	
- België	47%	1999	>25 miljoen m ³
	49%	2003	>15 miljoen m ³
	66%	2006	>5 miljoen m ³
	100%	2010	
- Frankrijk	20%	2000	>25 miljoen m ³
	33%	2008	>15 miljoen m ³

* afnemers met een jaarverbruik groter dan de aangegeven waarde

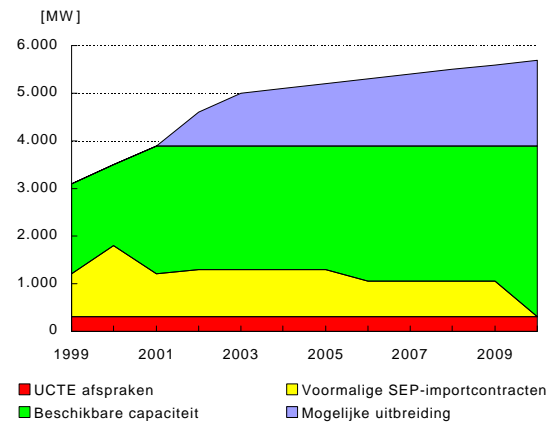
De vrijmaking van de gasmarkt lijkt inmiddels te zijn versneld doordat vanaf 2001 de grens voor vrije afnemers is verlaagd naar 5 miljoen kubieke meter en vanaf 2006 naar een jaarafname van 1 miljoen kubieke meter.

Energie-import en -export

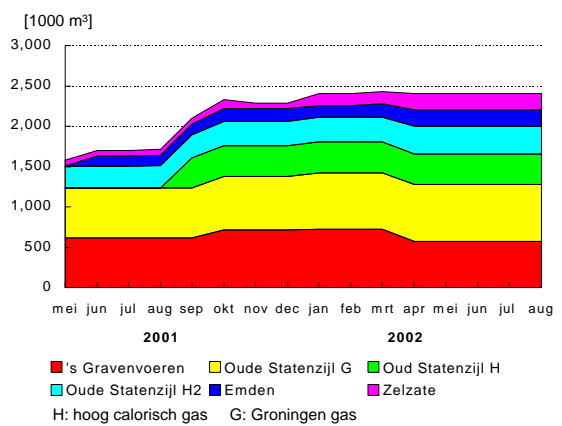
De elektriciteitsimport is sinds 1999 sterk toegenomen door verschillen tussen de elektriciteitsproductieprijzen in Nederland en die in de ons omringende landen. Dit is terug te voeren op verschillen in gebruik van brandstoffen en typen centrales. De vrije importcapaciteit voor elektriciteit, dat wil zeggen de importcapaciteit die niet gebruikt wordt voor de voormalige SEP-importcontracten en UCTE verplichtingen, wordt sinds 2001 geveild: 900 MW voor jaarcontracten, 550 MW voor maandcontracten en het overige deel voor dagcontracten. Veilingopbrengsten worden door TenneT gebruikt om de importcapaciteit te vergroten (zie figuur 1.2). Op grond van richtlijnen van DTe zijn gas-transportbedrijven verplicht informatie te verschaffen over de beschikbare transportcapaciteit. Gasunie Transport Services geeft informatie over de beschikbare capaciteit op een aantal landgrensoverschrijdende verbindingen voor import van gas voor een periode van 16 maanden (figuur 1.3). In potentie zou over deze periode 25,5 miljard m³ gas kunnen worden geïmporteerd. Landgrensoverschrijdende capaciteiten kunnen in principe voor zowel import als export worden gebruikt. Figuur 1.4 toont de locaties waar import en export van gas en elektriciteit kan plaatsvinden. Op grond van de reciprociteitsclausule kan de Minister van Economische Zaken import van gas of elektriciteit tegenhouden die bestemd is voor vrije afnemers die in het exporterende land nog tot de gebonden afnemers behoren.

Netbeheer en levering aan gebonden afnemers

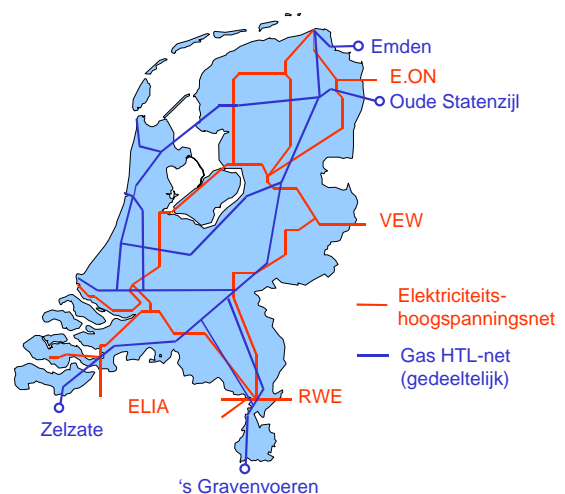
In de geliberaliseerde energiemarkt wordt levering van energie en het beheer van energienetten door aparte bedrijven uitgevoerd. De netbeheerder wordt aangewezen door de neteigenaar en behoeft instemming van de toezichthouder DTe.



Figuur 1.2 Verwachte ontwikkeling van de importcapaciteit voor elektriciteit tot 2010



Figuur 1.3 Importcapaciteit voor gas. Voor 's Gravenvoeren en Oude Statenzijl G en H2 geldt dat importen worden uitgewisseld met exportstromen (mei 2001)



Figuur 1.4 Hoofdtransportnetten voor gas en elektriciteit en de landgrensoverschrijdende verbindingen

Naast hetgeen in de energiewetgeving over netbeheerders is bepaald, kunnen aanvullende regels worden gesteld voor onder andere de relatie tussen neteigenaar en netbeheerder en de taken die de netbeheerder. Voor een beheerder van elektriciteitsnetten geldt een geografisch monopolie, dat wil zeggen dat er voor een bepaald gebied slechts één netbeheerder kan bestaan. Dit geldt niet voor gasnetten.

Voor energielevering aan gebonden afnemers is een leveringsvergunning vereist. Deze leveringsvergunning wordt verstrekt aan energiebedrijven die reeds energie leverden voorafgaand aan de liberalisering. De leveringsvergunning geldt voor een bepaald gebied waarin de vergunninghouder tot 2004 het alleenrecht heeft voor levering aan gebonden afnemers. Ook als de gehele energiemarkt vrij is, blijft voor levering aan kleinverbruikers een vergunning nodig. Er geldt dan echter geen gebiedsbeperking meer. In tabellen 1.3 en 1.4 wordt een overzicht gegeven van netbeheerders en vergunninghouders voor gas en elektriciteit ingedeeld naar provincie.

Regulering tarieven elektriciteitsnet

In 1999 is door DTe de structuur voor de netwerktarieven voor elektriciteit vastgesteld. Afnemers betalen voor het transporteren (transportdienst) van elektriciteit, voor leveringszekerheid (systeemdienst) en voor aansluiting en bemetering (aansluitingdienst). Voor de transportdienst geldt het cascadeprincipe: afnemers betalen voor het netniveau waarop zij zijn aangesloten en alle daarboven liggende niveaus. Elektriciteitsproducenten die zijn aangesloten op de twee bovenste netniveaus dragen voor 25% mee aan de kosten van deze hoogspanningsnetten. Vanaf 2001 geldt dit niet langer voor elektriciteit die via het hoogspanningsnet wordt geïmporteerd. Dit hangt samen met afspraken tussen netbeheerders en regelgevers in verschillende Europese landen over een uniforme regeling voor elektriciteitstransport tussen landen (het zogenaamde Florence-overleg). Een andere wijziging heeft betrekking op afnemers die slechts een beperkt aantal uren per jaar elektriciteit afnemen (een bedrijfstijd van minder 600 uur). Voor deze afnemers, waaronder veel eigen opwekkers, geldt een gereduceerd transporttarief. De tarieven voor

Tabel 1.3 Netbeheerders en vergunninghouders gas

Provincie	Netbeheerder gas	Leveringsbedrijf (vergunninghouder gas)
Groningen Friesland	Essent Netwerk Noord N.V. Essent Netwerk Friesland NW-ZO N.V. N.V. Continuon Netbeheer N.V. Gasbedrijf Noord-Oost Friesland	Essent Energie Noord N.V. Essent Energie Friesland NW-ZO Essent Energie Friesland ZW BV N.V. NUON N.V. Eneco Energie Noord-Oost Friesland
Drenthe	RENDO Netbeheer B.V. Essent Netwerk Noord N.V.	N.V. RENDO Essent Energie Noord N.V.
Overijssel	Netbeheerder Centraal Overijssel B.V. Essent Netwerk Noord N.V.	Centraal Overijsselse Nutsbedrijven N.V. Essent Energie Noord N.V.
Flevoland Gelderland Noord-Holland	N.V. Continuon Netbeheer N.V. Continuon Netbeheer N.V. Continuon Netbeheer B.V. Netbeheerder Haarlemmermeer Nutsbedrijf Amstelland N.V. N.V. Energiebedrijf Zuid-Kennemerland Netwerk Gasbedrijf Midden-Kennemerland N.V.	N.V. NUON N.V. NUON N.V. NUON N.V. Nutsbedrijf Haarlemmermeer Nutsbedrijf Amstelland N.V. N.V. Energiehandel Zuid-Kennemerland Gasbedrijf Midden-Kennemerland N.V.
Zuid-Holland	Energie Delfland N.V. EMH Gas Assets B.V. Westland Energie Infrastructuur Eneco Gasnetwerk B.V. ONS Netbeheer B.V.	Energie Delfland N.V. Energiebedrijf Midden-Holland N.V. N.V. Nutsbedrijf Westland N.V. Eneco N.V. ONS Energie
Utrecht	Elektriciteitsnetbeheer Utrecht B.V. Eneco Zeist en Omstreken B.V.	Remu Levering B.V. Gasdistributie Zeist en Omstreken
Zeeland	DELTA Netwerkbedrijf Gas	N.V. DELTA Nutsbedrijven
Noord-Brabant	Gnet Eindhoven B.V. Essent Netwerk Brabant B.V. Intergas Netbeheer B.V. Obragas Net B.V.	N.V. Nutsbedrijf Regio Eindhoven Essent Energie Brabant B.V. Intergas N.V. Obragas Energy Distribution B.V. i.o.
Limburg	InfraMosane N.V. Essent Netwerk Limburg B.V. Eneco Energie Weert N.V.	EnerMosane N.V. Essent Energie Limburg B.V. Eneco Energie Weert N.V.

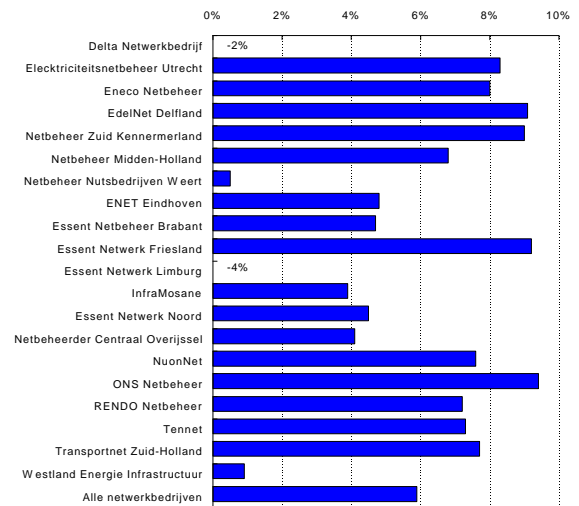
Tabel 1.4 Netbeheerders en vergunninghouders elektriciteit

Provincie	Netbeheerder elektriciteit	Leveringsbedrijf (vergunninghouder elektriciteit)
Groningen Friesland	Essent Netwerk Noord N.V. Essent Netwerk Friesland NW-ZO N.V. NuonNet i.o.	Essent Energie Noord N.V. Essent Energie Friesland NW-ZO N.V. N.V. NUON Energielevering i.o.
Drenthe	RENDO Netbeheer B.V. Essent Netwerk Noord N.V.	N.V. RENDO Essent Energie Noord N.V.
Overijssel	Netbeheerder Centraal Overijssel B.V. Essent Netwerk Noord N.V.	Centraal Overijsselse Nutsbedrijven N.V. Essent Energie Noord N.V.
Flevoland Gelderland Noord-Holland	NuonNet i.o. NuonNet i.o. NuonNet i.o.	N.V. NUON Energielevering i.o. N.V. NUON Energielevering i.o. N.V. NUON Energielevering i.o.
Zuid-Holland	B.V. Netbeheer Zuid-Kennemerland EdelNet Delfland B.V. Netbeheer Midden-Holland B.V. Westland Energie Infrastructuur B.V. Eneco NetBeheer B.V. ONS Netbeheer B.V. B.V. Transportnet Zuid-Holland	Energie Noord West N.V. Eneco Energie Zuid-Kennemerland Energie Delfland N.V. Eneco Energie Midden-Holland N.V. N.V. Nutsbedrijf Westland N.V. Eneco N.V. ONS Energie
Utrecht	Elektriciteitsnetbeheer Utrecht B.V.	REMU Levering B.V.
Zeeland	DELTA Netwerkbedrijf B.V.	N.V. DELTA Nutsbedrijven
Noord-Brabant	ENET Eindhoven B.V. Essent Netwerk Brabant B.V.	N.V. Nutsbedrijf Regio Eindhoven Essent Energie Brabant B.V.
Limburg	InfraMosane N.V. Essent Netwerk Limburg B.V. Netbeheer Nutsbedrijven Weert N.V.	EnerMosane N.V. Essent Energie Limburg B.V. Eneco Energie Weert N.V.

elektriciteitsnetten voor 2000 waren gebaseerd op de kosten van de energiedistributienetwerken in 1996. In overeenstemming met de liberalisering-wetgeving dient, naast een kostenstijging gebaseerd op de consumentenprijsindex, vanaf 2001 een efficiencykorting te worden toegepast. Door DTe is deze efficiencykorting voor 2001, 2002 en 2003 bepaald op gemiddeld 5,9% per jaar. Vanwege grote kostenverschillen tussen de netwerkbedrijven is sprake van een grote verspreiding in de opgelegde kortingen (zie figuur 1.5).

Regulering tarieven gastransport en -opslag

Na de voorlopige richtlijnen voor 2001 heeft DTe definitieve richtlijnen ontwikkeld voor gastransport en -opslag. In de richtlijnen voor gastransport die gelden voor 2002 wordt onderscheid gemaakt tussen Gasunie, die het landelijk gastransportnet beheert, en de regionale gastransportbedrijven. De vergoeding voor de transportdienst die Gasunie aanbiedt moet zijn gebaseerd op een zogenaamd 'entry-exit-point' systeem. Hierbij wordt een tarief gerekend voor zowel invoeding in als afname uit het gastransportnet. Het Commodity Diensten Systeem (CDS), dat Gasunie tot en met 2001 hanteert, is gebaseerd op een 'point-to-point' systeem waarbij de afstand tussen het invoedings- en afnamepunt onder meer de hoogte van het tarief bepaalt. Voor zogenaamde 'backhaul', het transporteren van gas tegen de fysieke stroom in, zal een lager tarief moeten worden toegepast. Zowel voor de transportdienst als voor backhaul zal dagbalancering gelden. Dat wil zeggen dat de instromende en uitstromende hoeveelheden over een etmaal aan elkaar gelijk moeten zijn. De in- en uitstromende hoeveelheden mogen gedurende deze periode niet meer dan 25% van elkaar verschillen (bij extreem koud weer geldt een kleinere tolerantie). Op verzoek van de netgebruiker dient ook uurbalancering te worden aangeboden. Voor overschrijdingen van de dag- en uurbalancering en om de positie van de netgebruiker in evenwicht te brengen dient Gasunie een flexibilitiedienst aan te bieden. Een andere basisdienst die Gasunie moet aanbieden is kwaliteitsconversie, het door menging geschikt maken van het gas voor de eindverbruiker.



Figuur 1.5 Jaarlijkse efficiencykortingen voor elektriciteitsnetwerkbedrijven voor 2001 tot en met 2003

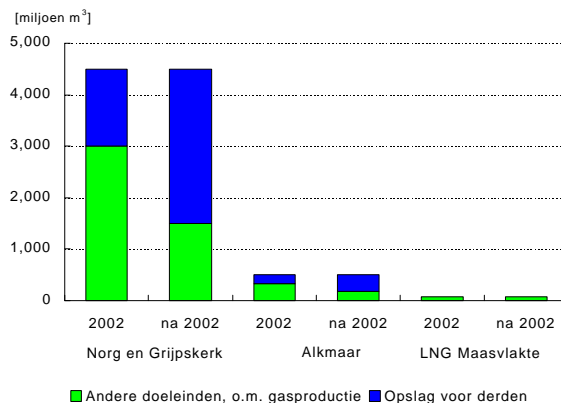
De transporttarieven van de regionale gasbedrijven dienen te worden gebaseerd op een cascadeprincipe waarbij rekening wordt gehouden met de verschillende druktrappen in het gasnet.

De richtlijn voor gasopslag bepaalt dat, met uitzondering van de LNG-installatie op de Maasvlakte, in 2002 tweederde van het beschikbare volume moet worden aangemerkt als opslagcapaciteit waarvan 50% toegankelijk dient te zijn voor derden (zie figuur 1.6). Na 2002 dient het voor derden beschikbare opslagvolume te worden vergroot. Het resterende volume blijft bestemd voor gasproductiedoelinden.

Leveringstarieven gebonden afnemers

De energieprijzen voor gebonden afnemers worden tot 2004 door DTe vastgesteld (zie ook *Overzicht Energieprijzen*). Voor het vaststellen van de leveringstarieven voor elektriciteit wordt gebruik gemaakt van het maatstafprincipe. De inkoopkosten voor een leveringsbedrijf worden vastgesteld op basis van 50% van de inkoopkosten van de betreffende vergunninghouder en voor het overige op basis van de gemiddelde inkoopkosten van alle vergunninghouders gezamenlijk. Doordat tarieven elke drie maanden opnieuw en op dezelfde wijze worden vastgesteld, worden de verschillen tussen de leveringstarieven van de verschillende energieleveranciers snel kleiner.

De inkoopkosten van een vergunninghouder, die gas levert aan gebonden afnemers, bestaat uit een commodityprijs en het transporttarief voor het landelijk gastransport. De vergunninghouder verhoogt deze inkoopkosten met een opslag. Deze opslag wordt door DTe vastgesteld. DTe heeft bepaald dat voor 2002 en 2003 voor de opslag op de inkoopkosten geen efficiencykorting geldt. Voor het transporttarief dat regionale netbeheerders gebonden afnemers in rekening brengen geldt wel een efficiencykorting. Voor de meeste gasnetbeheerders is dit 9% voor zowel 2002 en 2003. Een enkele netbeheerder heeft een lagere efficiencykorting opgelegd gekregen.



Figuur 1.6 Beschikbare opslagcapaciteit voor derden in 2002 en daarna

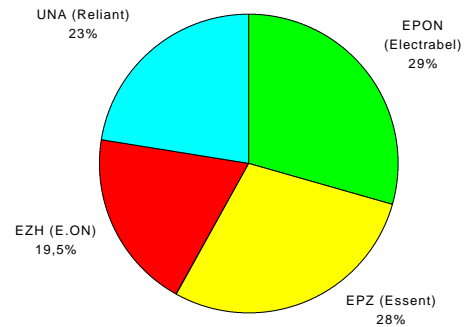
Beëindiging Protocol en Overeenkomst van Samenwerking

Ten behoeve van een geleidelijke overgang naar een vrije elektriciteitsmarkt gold tot en met 2000 een afspraak tussen grootschalige producenten (UNA, EZH, EPON en EPZ) en energiedistributiebedrijven. In dit Protocol was afgesproken dat producenten in deze periode geen elektriciteit leveren aan derden. Vanaf 2001 geldt deze afspraak niet meer en kunnen de grootschalige elektriciteitsproducenten hun elektriciteit ook rechtstreeks aan vrije afnemers afzetten. Ook aan de Overeenkomst van Samenwerking, die de samenwerking tussen de vier grootschalige elektriciteitsproducenten regelde, is met ingang van 2001 een einde gekomen.

In de Overgangswet Elektriciteitsproductie-sector is de verdeling van de resterende niet-marktconforme kosten (de zogenaamde bakstenen) geregeld (zie figuur 1.7). Tabel 1.5 geeft een overzicht van de te verdelen kosten. Op advies van de commissie Herkströter vindt een tegemoetkoming plaats voor twee soorten kosten (maximaal 1,3 miljard gulden). Aanvankelijk was het de bedoeling dat de kosten voor de tegemoetkoming zouden worden gedekt uit een toeslag op de transport- en systeemdiensten. De Europese Commissie heeft hier echter geen toestemming voor gegeven. In de Overgangswet is ook geregeld dat de Nederlandse Staat eigenaar wordt van het landelijke hoogspanningsnet, dat wil zeggen dat de Nederlandse Staat aandelen TenneT koopt van de productiebedrijven.

Privatisering

Voor de privatisering van energiebedrijven is instemming nodig van de Minister van Economische Zaken. Onderscheid wordt gemaakt tussen het netbeheer en de overige activiteiten van een energiebedrijf. Het economisch eigendom van het netbeheer dient te rusten bij de netbeheerder, hetgeen tot uitdrukking komt doordat de waarde van het netwerk op de balans van de netbeheerder verschijnt. Het juridische eigendom van de energienetwerken blijft in handen van publieke aandeelhouders (provinciale en lokale overheden). De economische exploitatie van het netwerk wordt door de publieke aandeelhouders in handen gegeven aan de netbeheerder via een



Figuur 1.7 Verdeling van de gezamenlijke verplichtingen over de vier grootschalige producenten

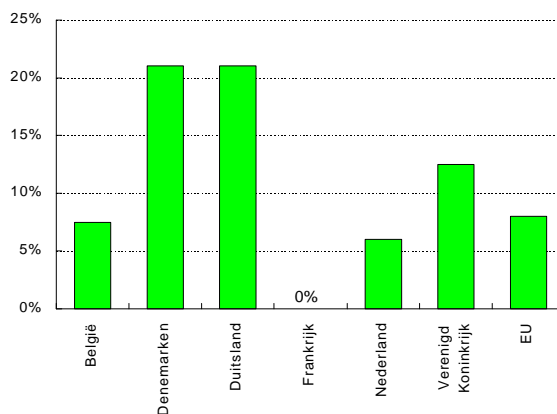
Tabel 1.5 Te verdelen niet-marktconforme kosten en eventuele compensatie

Kosten die voortvloeien uit:	Onderling te verdelen	Compensatie
Exploitatie kolenvergasser Demkolec	•	•
Lening Kerncentrale Dodewaard	•	
Importcontracten voor elektriciteit en gas	•	
Aanleg elektriciteitsverbinding met Noorwegen	•	
Brandstofprijrisico van stadsverwarmingscontracten		•

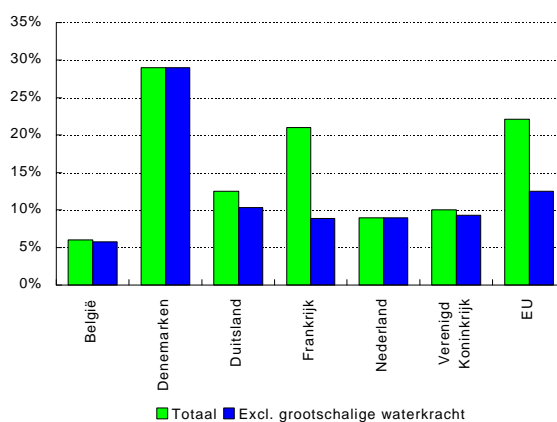
overeenkomst of concessie. Vanaf 2002 kan 49% van de aandelen rechtstreeks of via een (gedeeltelijke) beursgang aan private partijen worden verkocht. Toestemming van de minister blijft echter vereist. Vanaf 2004 zal naar verwachting een volledige privatisering mogelijk worden.

Duurzame energievoorziening

Naast richtlijnen voor de liberalisering van de energiemarkten, zijn binnen de Europese Unie afspraken gemaakt over het verduurzamen van de energievoorziening. In het kader van het Kyoto-protocol gelden binnen de EU afspraken over het reduceren van de broeikasgasemissies. De gemiddelde emissie in de periode 2008-2012 moet worden gereduceerd met het in figuur 1.8 aangegeven percentage ten opzichte van de emissie in 1990. In de meeste EU-landen wordt de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen gestimuleerd. Binnen de EU is overeenstemming bereikt over doelstellingen voor elke EU-lidstaat met betrekking tot het aandeel elektriciteit dat in 2010 uit hernieuwbare bronnen afkomstig moet zijn (figuur 1.9). De elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen bestaat voor een deel uit grootschalige waterkracht. Omdat in landen met mogelijkheden voor waterkracht het beschikbare potentieel veelal reeds is gerealiseerd, is in figuur 1.9 ook de doelstelling exclusief grootschalige waterkracht gegeven. Wordt het voor Nederland afgesproken aandeel van 9% duurzame elektriciteit gerealiseerd, dan zal de doelstelling voor duurzame energie voor 2010 - een aandeel van 5% duurzaam energie in het totale energiegebruik - kunnen worden gehaald. Voor 2020 hanteert de Nederlandse overheid een tweemaal zo hoge doelstelling. Het aandeel duurzame energie in het totale energiegebruik zal dan op 10% moeten liggen.



Figuur 1.8 Reductiepercentages voor broeikasgassen in 2008-2012 ten opzichte van 1990 volgens de Kyoto-afspraken voor de gehele EU en enkele lidstaten



Figuur 1.9 Europese doelstellingen voor het aandeel duurzame elektriciteit in totale elektriciteitsconsumptie in 2010 voor de gehele Europese Unie en enkele lidstaten

Moeizame invoering van de Gaswet

De Gaswet alleen zorgt er nog niet voor dat er concurrentie op de gasmarkt zal ontstaan. Het zodanig organiseren van het beheer van de gasinfrastructuur dat de markt toegankelijk wordt voor nieuwe aanbieders en afnemers eenvoudig kunnen wisselen van leverancier vereist extra regulering. Diverse marktpartijen wijzen er op dat de dominante positie van Gasunie een goede marktwerking in de weg staat. De door de toezichthouder DTe ontwikkelde richtlijnen voor transport en opslag van gas lijken erop gericht vooral de activiteiten van Gasunie aan strenge regels te binden. Gasunie verzet zich tegen de richtlijnen, met name omdat de richtlijnen op gespannen voet lijken te staan met de principes uit de Gaswet. Ook de positie die DTe inneemt is aan kritiek onderhevig. Het valt nog te bezien of de doelstellingen van de Gaswet gerealiseerd kunnen worden.

Concurrentie op de gasmarkt

Met de goedkeuring van de Gaswet door de Eerste Kamer op 20 juni 2000 heeft de Nederlandse regering net op tijd, dat wil zeggen vóór 10 augustus 2000, de Europese Gasrichtlijn geïmplementeerd. Kernthema's binnen de Gaswet zijn het geleidelijk vrijmaken van de markt en de regulering van de toegang tot het gasnetwerk. Het ideaal is dat, na volledige liberalisering van de gasmarkt, elke afnemer snel en gemakkelijk van gasleverancier kan wisselen wanneer daar behoefte aan bestaat, bijvoorbeeld vanwege een lagere prijs. Daarnaast dienen gasleveranciers een vrije toegang te hebben tot de gasmarkt en de gasinfrastructuur, terwijl de gaslevering te allen tijde veilig en gewaarborgd is. Concurrentie zou gasbedrijven ertoe moeten bewegen efficiënter te opereren en kosten te verlagen.

In de komende jaren zal, vanwege het geleidelijk openstellen van de gasmarkt, sprake zijn van een afnemend aantal gebonden klanten naast een toenemend aantal vrije afnemers. Regulering is erop gericht gebonden klanten te beschermen door gasbedrijven met een leveringsvergunning en netwerkbedrijven te binden aan maximumtarieven voor levering en transport van gas. Daarnaast heeft de toezichthouder van de gasmarkt DTe richtlijnen vastgesteld voor de levering van gas aan vrije afnemers. Op basis van deze richtlijnen moeten transportbedrijven, waaronder Gasunie, indicatieve tarieven en voorwaarden voor het transport en opslag van gas indienen bij DTe. Beheerders van gasleidingen zijn verplicht om te onderhandelen met partijen die gas willen transporteren via het betreffende netwerk. Ondertussen heeft het Platform Versnelling Energieliberatisering (PVE) - een samenwerkingsverband tussen regering, energiesector, bedrijfsleven en andere relevante partijen, ingesteld door de Minister van Economische Zaken - een model ontwikkeld voor de handel van gas in Nederland. Dit model dient een kader te creëren voor de commerciële activiteiten van deelnemers in de geliberaliseerde gasmarkt.

Netbeheer en onderhandelde toegang

Om derden vrije toegang tot het gasnetwerk te geven heeft de Nederlandse overheid gekozen voor onderhandelde toegang (negotiated Third Party Access: nTPA). Bij nTPA stellen de netbeheerders in eerste instantie zelf tarieven en voorwaarden vast. De toezichthouder grijpt alleen in wanneer deze tarieven en voorwaarden niet acceptabel zijn. Om discriminatie, kruissubsidiëring en andere oneigenlijke concurrentie te voorkomen, hebben gasbedrijven op 1 januari 2001 transport en opslag in een aparte onderneming moeten onderbrengen. Voor het aanstellen van een beheerder van de netwerken is goedkeuring van de Minister van Economische Zaken vereist. Een overzicht van goedgekeurde netwerk-

bedrijven is weergegeven in tabel 1.4 in *Overzicht*. Volgens Artikel 2 van de Gaswet is Gasunie vrijgesteld van de regel een afzonderlijke netbeheerder voor haar transportnetwerk aan te stellen. Gasunie heeft echter interne 'firewalls' aangebracht tussen de administratie van het netwerkbeheer en die van gashandel en -levering. Bovendien heeft Gasunie aangekondigd toe te werken naar een juridische scheiding tussen NV Nederlandse Gasunie en Gasunie Transport Services.

Verschillende rollen van Gasunie

De positie van Gasunie op de Nederlandse gasmarkt is bijzonder. Voornamelijk als resultaat van ontwikkelingen in het verleden heeft Gasunie verschillende, soms conflicterende, rollen. Op de geliberaliseerde markt is Gasunie een commerciële partij, maar ook de hoeder van overheids- en publieke belangen.

Kleine velden beleid

De Gaswet verplicht Gasunie om, tegen redelijke voorwaarden en prijzen, gas af te nemen van producenten die de zogenaamde kleine velden in Nederland exploiteren, dat wil zeggen alle velden, onshore en offshore, behalve het Groningen gasveld (zie ook *Overzicht Marktorganisatie en strategie*). Dit garandeert een rationele exploratie van Nederlandse gasreserves. Hierdoor wordt een constante gasstroom uit de kleine velden op de markt gebracht, hetgeen de exploitatie van deze gasvelden aantrekkelijker maakt, terwijl Gasunie de fluctuerende gasvraag met de productie van het Groningenveld kan volgen. Ook wordt zo, om strategische redenen, een snelle uitputting van het Groningenveld vermeden.

Leveringszekerheid

De Gaswet verplicht Gasunie om, tot 2004, een betrouwbaar en veilig gasaanbod te garanderen voor gebonden afnemers. Deze leveringsplicht is bepaald in artikel 87 van de Gaswet en houdt in dat Gasunie de plicht heeft om gas te leveren aan de vergunninghouders (gasdistributiebedrijven) en deze op hun beurt verplicht zijn om dit gas van Gasunie af te nemen.

Beheerder van het landelijk gastransportnet

Gasunie blijft de enige eigenaar en beheerder van de landelijke gasinfrastructuur (pijpleidingen, compressorstations, mengstations, meet- en regelstations, exportstations, gasontvangstations, etc). Onderhandelbare toegang is van toepassing op het transportnetwerk en op de opslagfaciliteiten. Gasunie Transport Services, een nieuwe afdeling binnen Gasunie, verzorgt daarom ook transport en overige diensten voor afnemers die gas van andere aanbieders betrekken dan Gasunie. Indicatieve tarieven, voorwaarden en beschikbare transportcapaciteit op 'entry points' worden gepubliceerd.

Gashandelaar

Van oudsher bewaakte Gasunie, namens de overheid, het aardgasaanbod in Nederland. Zij kocht al het in Nederland geproduceerd gas en importeerde een beperkte hoeveelheid aardgas. Ook was Gasunie verantwoordelijk voor de export van het Nederlandse aardgas. Met de liberalisering van de gasmarkt is deze monopolierol verdwenen. Andere gasbedrijven kunnen nu ook gas inkopen van Nederlandse producenten en gas importeren en exporteren.

Richtlijnen

Eind augustus 2001 heeft DTe nieuwe richtlijnen vastgesteld voor de Nederlandse gasmarkt. De richtlijnen van DTe bepalen de manier waarop indicatieve tarieven en voorwaarden voor transport en opslag van gas vastgesteld dienen te worden. Deze gelden voor transportbedrijven en voor opslagbedrijven met een dominante economische positie, waaronder Gasunie, NAM en Bergen Concessiehouders (BP

Amoco en andere). Deze bedrijven zijn verplicht te voldoen aan de richtlijnen voor 2002 voor transport, opslag en daaraan gerelateerde diensten. Als de indicatieve tarieven vastgesteld zijn (te publiceren per 1 oktober 2001) zijn transportbedrijven verplicht om, als de klant dit wenst, te onderhandelen over de specifieke voorwaarden van de transportdiensten. De richtlijnen voor 2002 zijn een vervolg op eerder vastgestelde voorlopige richtlijnen voor 2001.

Al in 1998 heeft Gasunie tarieven gepubliceerd voor haar Commodity Diensten Systeem (CDS). Het CDS bestaat uit een geïntegreerde tariefstructuur voor levering en transport van gas aan zeer grote afnemers. De vrijmaking van de gasmarkt maakte het CDS noodzakelijk, terwijl reguleringsprincipes, zoals die nu in de richtlijnen van DTe worden beschreven, nog niet bekend waren. Het was niet verrassend dat Gasunie en andere gasbedrijven zich sterk tegen de richtlijnen hebben verzet. Ten eerste heeft DTe bij het vaststellen van de voorlopige richtlijnen verzuimd de gasbedrijven te raadplegen. Bezwaar indienen tegen de voorlopige richtlijnen was onmogelijk. DTe heeft hiervan geleerd: bij het voorbereiden van de richtlijnen voor transport en opslag van gas voor 2002 heeft DTe een open consultatieronde georganiseerd. Gasbedrijven betwijfelen of DTe in staat is om binnen één week na de consultatieronde goed doordachte richtlijnen op te stellen, waarin alle commentaar verwerkt is. Ten tweede is het opgelegde tijdschema, dat bedrijven na vaststelling van de richtlijnen maar één maand geeft om hun tarieven te publiceren, vrijwel onhaalbaar. Hetzelfde probleem speelde in 2000, maar destijds kwam DTe aan dit bezwaar tegemoet en kregen de gasbedrijven voor het publiceren van de tarieven uitstel tot 15 december 2000.

Hybride TPA

De sterkste bezwaren tegen de richtlijnen hebben betrekking op een de facto introductie van gereguleerde TPA, in plaats van het in de Gaswet beoogde nTPA. DTe positioneert zich in de richtlijnen niet als toezichthouder van de gasmarkt, maar als regisseur van de markt. DTe zelf spreekt nu van 'hybride TPA' waarin onderhandelde toegang gebaseerd is op de richtlijnen van DTe. Dit betekent dat de richtlijnen dienen als een duidelijk kader waarbinnen gasbedrijven basisdiensten aanbieden tegen gestandaardiseerde voorwaarden en tarieven. Andere diensten (zogenaamde 'specials') zijn wel onderhandelbaar tussen gasbedrijven en netwerkgebruikers.

Beheerders van gastransportnetwerken worden door de richtlijnen streng gereguleerd. Voor het gastransport dienen tarieven gebaseerd te worden op een 'entry-exit-point' systeem en niet op een 'point-to-point' systeem zoals Gasunie de afgelopen jaren hanteerde. Netwerkbedrijven worden verplicht om korte termijn-contracten aan te bieden. In 2002 staat het minimum op één dag, het jaar daarna zouden ook één-uurscontracten tot de mogelijkheden moeten behoren. Gasunie verklaart dat zij tot medio 2002 niet in staat is om contracten van een week of korter aan te bieden. Derden hoeven geen gascontract te overleggen bij het reserveren van capaciteit. Ook het balanceren van vraag en aanbod van gas is een heet hangijzer in de regulering. De richtlijnen schrijven nu voor dat gegarandeerd transport en een 'backhaul' dienst (het tegen de fysieke stroom in transporteren van gas) geleverd zouden moeten worden op basis van dagbalancering met een maximum tolerantie van 25% (bij een omgevingstemperatuur tot -5 C°). Een 'shipper' is de partij die het transportcontract regelt met de betreffende netwerkbeheerder. Hij houdt de gecontracteerde transportcapaciteit in de gaten en onderhoudt de balans tussen gasvraag en -aanbod. Producenten, handelaren, leveranciers en ook grootverbruikers kunnen in de gasmarkt optreden als shipper.

DTe richtlijnen

De algemene principes van de richtlijnen voor transport en opslag van gas zijn gericht op het bevorderen van handel (gas-to-gas competitie), een efficiënt gebruik van diensten, het vermijden van discriminatie en een juiste kostentoerekening van kosten voor primaire diensten. De volgende primaire diensten zijn gedefinieerd in de richtlijnen:

- *Gegarandeerd transport*: dit houdt in dat beschikbare transportcapaciteit wordt aangeboden op een continue basis, in tegenstelling tot 'interruptable' transport, waarbij onder bepaalde omstandigheden onderbreking mogelijk is. Informatie over beschikbare transportcapaciteiten wordt gepubliceerd.
- *Backhaul*: de mogelijkheid wordt geboden om capaciteit te contracteren bij een 'entry point' of 'exit point' (invoedings- of uitstroompunt) voor transport van gas tegen de fysieke gasstroom in.
- *Flexibiliteit*: netgebruikers worden vooraf in staat gesteld om zich in te dekken tegen onbalans of om de contractuele tolerantiewaarde die geldt voor de balancering te kunnen overschrijden.
- *Kwaliteitsconversie*: het door menging op de juiste kwaliteit en samenstelling brengen van een gas.
- *Gasopslag*: het opslaan van gas voor derden. Hierbij wordt een verder onderscheid gemaakt in een gegarandeerde injectie-, volume- en productiedienst, wat inhoudt dat de betreffende capaciteiten beschikbaar zijn voor diegenen die van de diensten gebruik willen maken. Informatie over de beschikbare injectie-, volume- en productiecapaciteiten wordt gepubliceerd.

De richtlijnen schrijven voor dat Gasunie voor de transportdienst een 'entry-exit-point' systeem moet gebruiken, waarbij evenwel in het gasnet knooppunten mogen worden ingebouwd (gecombineerde entry-exit point). De netwerkgebruiker betaalt een tarief wanneer gas het netwerk binnenkomt, en een tarief als het gas het netwerk weer verlaat. Voor gegarandeerd transport en backhaul dienen voor elke entry en exit point indicatieve tarieven te worden gepubliceerd op basis van kubieke meters per uur. Dit betekent dat de capaciteit voor de gebruiker de belangrijkste factor in de transportkosten is. Bovendien geldt voor deze basisdiensten dat dagbalancering van toepassing is, wat inhoudt dat het ingevoede en onttrokken gasvolume over een periode van één etmaal met elkaar in balans moeten zijn. De beheerder van het transportnetwerk dient op verzoek urbalancering aan te bieden.

Om gas-to-gas competitie aan te moedigen dient een deel van de beschikbare transportcapaciteit gereserveerd te worden voor korte termijn-contracten. Voor korte termijn-contracten geldt een minimum termijn van één dag. De maximum contracttermijn voor basisdiensten is vijf jaar. Het is niet toegestaan om bij levering van een basisdienst te vragen naar een gasleveringscontract ('show of contract'). Netgebruikers mogen onderling onbalansen uitwisselen of gecontracteerde hoeveelheden ruilen. Discriminatie (bijv. timing- en informatievoordelen) tussen derden en aan transport- of opslagbedrijf gelieerde bedrijven is niet toegestaan.

Een ander bezwaar is dat volgens de richtlijnen indicatieve transporttarieven gebaseerd zouden moeten zijn op economische kosten, waaronder 'redelijke opbrengst op het geïnvesteerd vermogen' en afschrijving gebaseerd op historische kosten. Dit kan gasbedrijven ervan weerhouden te investeren in nieuwe transportvoorzieningen zoals pijpleidingen, met name wanneer gastransportnetwerken worden geprivatiseerd. In tegenstelling tot elektriciteitsregulering zijn netbeheerders niet verplicht om producenten of eindgebruikers aan te sluiten op hun netwerk. De netbeheerder zal een nieuwe of grotere leiding aanbieden volgens vooraf vastgestelde tarieven (een éénmalig tarief met daarnaast een vast jaarlijks tarief). Als het netwerkbedrijf voorziet dat met de inkomsten uit de tarieven de kosten van de

investeringen niet kunnen worden gecompenseerd, zal geen aansluiting of capaciteitsuitbreiding worden aangeboden.

Ondanks haar bezwaren tegen de voorlopige richtlijnen voor 2001 heeft Gasunie de tarieven voor transport, kwaliteitsconversie en uurbalancerings vanaf 1 januari 2001 met 6,5% verlaagd. Het CDS van Gasunie zal worden vervangen door afzonderlijke tariefsystemen voor transport en levering. Gasunie is ook begonnen met het publiceren van haar beschikbare gas-importcapaciteit voor 2001 en een protocol voor het toewijzen van transportcapaciteit. Het gerucht ging dat deze concessies op de bezwaren van Gasunie tegen de voorlopige richtlijnen deel uitmaakten van een geheime overeenkomst met DTe. In antwoord op vragen over dit onderwerp heeft de Minister van Economische Zaken echter duidelijk gemaakt dat er niets geheim of illegaal is aan de overeenkomst tussen DTe en Gasunie. De overeenkomst was opgesteld in afwachting van de completering van richtlijnen voor het jaar 2002. In ruil daarvoor heeft DTe toegezegd Gasunie geen nadere regels op te leggen. Desondanks kan worden geconcludeerd dat DTe probeert de dominante speler in de markt gebalanceerd te benaderen, maar moeite heeft haar onafhankelijke positie zonder bilaterale afspraken in te vullen.

Verschiedende organisaties, waaronder VOEG (een organisatie van energiehandelaren), VEMW (de vereniging van grote energiegebruikers), VNCI (de vereniging van de chemische industrie) en het Productschap Tuinbouw hebben een formeel verzoek ingediend bij DTe om Gasunie aan nadere regels te binden. Naar hun mening beantwoordde Gasunie niet aan de voorlopige richtlijnen voor indicatieve tarieven en voorwaarden. Gasunie claimt echter dat haar transmissietarieven, inclusief de 6,5% verlaging, tot de laagste binnen Europa behoren.

Gasopslag

In de richtlijnen worden gasopslag en kwaliteitsconversie gedefinieerd als twee basisdiensten die op de gasmarkt aan derden moeten worden aangeboden. Algemeen wordt aangenomen dat toegang tot gasopslagfaciliteiten in de geliberaliseerde gasmarkt een belangrijke rol zal spelen. Eenvoudige en betaalbare toegang tot gasopslag vergroot de flexibiliteit om op elk gewenst moment te voldoen aan de gasvraag (zie ook kader *Gasopslag in Nederland*).

De richtlijnen van DTe voor gasopslag zijn gericht op het stimuleren van gashandel, wat inhoudt dat opslagfaciliteiten beschikbaar gesteld moeten worden voor handelsdoeleinden. De Gaswet benadrukt dat de richtlijnen van DTe voor tarieven en voorwaarden uitsluitend van toepassing zijn op gasopslagbedrijven die een dominante positie innemen, bijvoorbeeld Gasunie, NAM en Bergen Concessiehouders (BP Amoco). De opslagvoorziening van Gasunie, een LNG-installatie op de Maasvlakte, is thans echter niet geschikt om te worden ingezet voor handelsdoeleinden. Voor de ondergrondse gasopslag in Norg, Grijskerk en Alkmaar wordt ervan uitgegaan dat éénderde van de opslagcapaciteit nodig is voor gasproductie en tweederde beschikbaar is voor handelsactiviteiten. Voor de gashandel zou in 2002 niet meer dan de helft van de opslag aangeboden behoeven te worden. Dit aandeel zal geleidelijk toenemen in de volgende jaren. De beschikbaarheid van gasopslag voor derden hangt overigens ook af van de periode waarover Gasunie de opslagfaciliteiten nu heeft gecontracteerd.

Kwaliteitsconversie

Gasapparatuur in Nederland is aangepast aan de typische kwaliteitskenmerken (onder meer calorische waarde) van het Nederlandse (Groningen) gas. Aardgas uit andere gasvelden heeft vaak een afwijkende kwaliteit. Door menging van

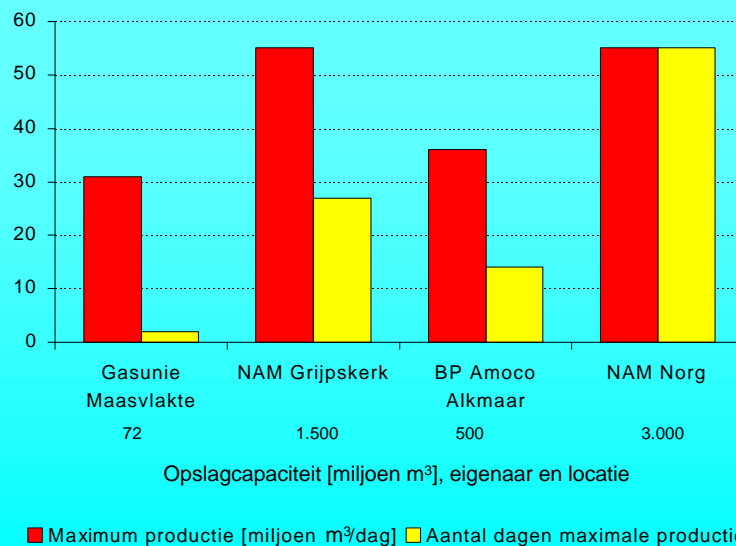
aardgassen uit verschillende bronnen kunnen afwijkingen in calorische waarde worden uitgemiddeld. Om de verbrandingswaarde van hoog calorische gassen te reduceren naar dat van het Groningen gas, wordt hoog calorisch gas gemengd met laag calorisch gas of met stikstof. De liberalisering van de gasmarkt heeft tot gevolg dat de import van buitenlands hoog calorisch gas toeneemt, waardoor het belang van kwaliteitsaanpassing van gas groter wordt. Omdat Gasunie tot voor kort in Nederland vrijwel de enige leverancier van aardgas was en ervoor zorgde dat aardgas op de juiste distributiekwaliteit werd gebracht, beschikt alleen Gasunie over mengstations en stikstofinstallaties voor de kwaliteitsconversie. De Gaswet en richtlijnen schrijven evenwel voor dat installaties voor kwaliteitsconversie, net als opslagfaciliteiten, door iedereen gebouwd en beheerd moeten kunnen worden. Dat

Gasopslag in Nederland

Gasopslag speelt een rol in het overbruggen van (tijdelijke) hiaten tussen vraag en aanbod van gas. Er worden twee opslagtypes onderscheiden: seizoens- en piekopslag. Seizoensopslag biedt de mogelijkheid om grote hoeveelheden gas op te slaan in de zomerperiode, wanneer de vraag laag is, ten behoeve van levering in de winterperiode, wanneer de vraag hoog is. Oude olie- en gasvelden en waterhoudende grondlagen (aquifers) worden meestal gebruikt voor seizoensopslag. Voor 'peak shaving', het opvangen van vraagfluctuaties gedurende korte perioden (bijvoorbeeld gedurende één of enkele dagen), worden kleinere hoeveelheden gas opgeslagen in zoutcaverns en in tanks met vloeibaar aardgas (LNG). Ook in een lange hogedruk gasleiding kan enig gas worden gebufferd (zogenaamde 'linepack').

In Nederland zijn momenteel vier gasopslagfaciliteiten (zie onderstaand figuur). Gasunie beschikt over een LNG-installatie op de Maasvlakte. Daarnaast zijn er nog drie ondergrondse gasopslagvoorzieningen in oude gasvelden (onshore) die zijn gecontracteerd door Gasunie. Gasunie heeft ook nog de beschikking over het Groningenveld waarvan de productie relatief eenvoudig en snel aangepast kan worden aan vraagfluctuaties.

BP Nederland Energie is van plan de P15 en P18 offshore gasvelden te ontwikkelen tot ondergrondse gasopslagfaciliteiten voor derden. De P15-P18 velden omvatten acht gasvelden, die zich 40 km van de Nederlandse kust bevinden. BP is voornemens om eerst één of enkele van deze velden geschikt te maken voor gasopslag waar, in tegenstelling tot seizoensopslag, gedurende het gehele jaar gas in kan worden opgeslagen en uit kan worden onttrokken. BP heeft verschillende mogelijkheden aangegeven voor het soort opslagdiensten dat kan worden aangeboden en tarieven die van toepassing zullen zijn. BP heeft gevraagd om 'expression of interest' voor de geplande diensten.



wil zeggen dat kwaliteitsconversie geen wettelijk of natuurlijk monopolie behoort te zijn. Distributiebedrijf Delta Nutsbedrijven in Zeeland importeert nu al twee jaar Engels gas. Delta bouwt een stikstoffabriek voor kwaliteitsconversie van hoog-calorisch gas en bewijst dat ook gasdistributiebedrijven in staat zijn om kwaliteitsaanpassingen te doen aan aardgas.

Gebonden kleinverbruikers

Gegarandeerd aanbod aan gebonden afnemers wordt verzekerd door artikel 87 van de Gaswet, waardoor Gasunie wordt verplicht om gas te leveren aan de vergunninghouders, en de vergunninghouders worden verplicht om gas af te nemen van Gasunie. Deze voorwaarde is vergelijkbaar met het Protocol, een afspraak tussen elektriciteitsproducenten en energiebedrijven over elektriciteitslevering, geldig tot eind 2000. Bovendien wordt het consumentenbelang veiliggesteld door artikel 80 van de Gaswet, waarin sprake is van maximum transporttarieven voor gebonden kleinverbruikers met een jaarverbruik niet hoger dan 170 duizend kubieke meter.

Het is de vraag of deze voorwaarden werkelijk de huishoudelijke afnemers beschermen. Het grootste deel van de gasprijs die huishoudens moeten betalen wordt bepaald door de kosten van de aankoop van gas op de groothandelsmarkt en door belastingen en heffingen die door de overheid zijn ingesteld (zie ook *Inzicht Energieprijzen*).

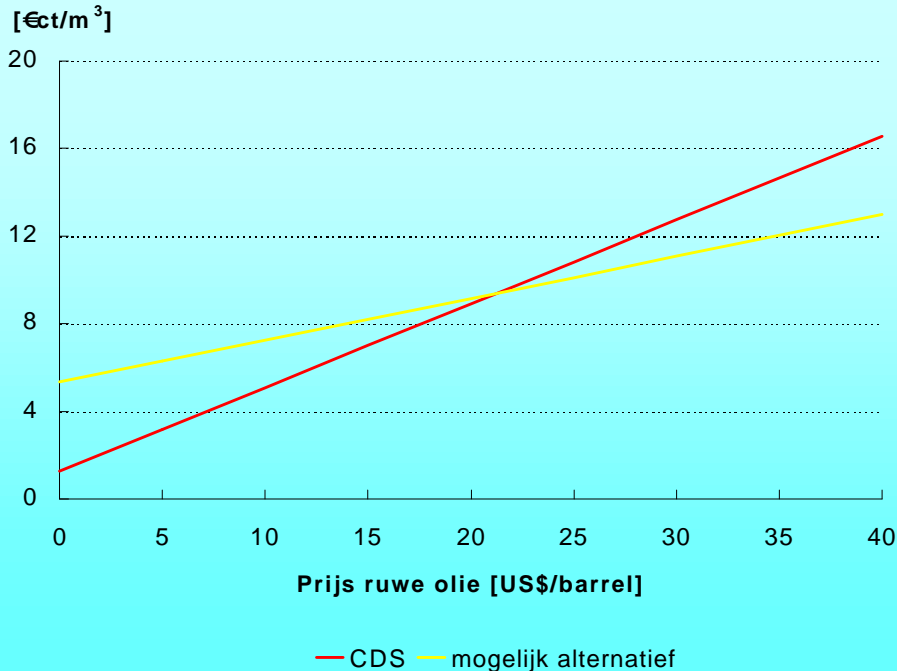
Omdat gasleveranciers verplicht zijn gas te betrekken van Gasunie, worden de kosten bepaald door de commodityprijs die Gasunie hanteert. Deze commodityprijs is niet gebaseerd op het 1999=2001 principe, zoals geldt voor maximum transport- en leveringstarieven, maar op de olieprijs. De exacte prijsniveaus waarop Gasunie gas verkoopt aan gasleveranciers zijn niet openbaar. Het was de bedoeling van DTe om deze prijzen te publiceren, maar Gasunie beschouwt ze als handelsgeheim en vroeg hierover een uitspraak van de rechter. De rechter stelde Gasunie in het gelijk.

Olieprijskoppeling

Gasunie heeft herhaaldelijk aangekondigd vast te houden aan de koppeling van de gasprijs aan de olieprijs. In de toekomst zou de markt echter een minder sterke koppeling met de olieprijs kunnen afdwingen als 'gas-to-gas' competitie terrein wint. Ook de recente oprichting van een OPEC gaskartel wijst erop dat een meer zelfstandige prijsvorming voor gas reëel is. Daarom is het mogelijk dat Gasunie de formule waarmee de commodityprijs wordt bepaald zal aanpassen en wel zodanig dat de koppeling met de olieprijs wordt verminderd (zie kader *Alternatieve koppeling gasprijs*). Of een door gas-to-gas-competitie bepaalde gasprijs realiteit wordt hangt niet alleen af van de ontwikkelingen op de Nederlandse gasmarkt. Ook het Europese perspectief is belangrijk. Gas is nog steeds een energiebron die terrein wint in de Europese energiemix. Vooral het gebruik van aardgas in de elektriciteitsproductie neemt sterk toe. Tegelijkertijd neemt de vraag naar olieproducten af. De olievraag wordt bovendien voor een steeds groter deel bepaald door de transportsector. Substitutiemogelijkheden tussen olie en gas staan aan de basis van een oliegerelateerde gasprijs. Dual en multi-fuel installaties in de industrie en elektriciteitsproductie komen echter steeds minder vaak voor. Nieuwe installaties in Nederland kunnen meestal alleen nog maar met aardgas worden gestookt. Bij de elektriciteitsproductie wordt olie alleen nog als back-up brandstof ingezet. Bij huishoudens in Nederland is aardolie niet langer een substituum voor gas. Geconstateerd kan worden dat de vraag naar gas toeneemt, terwijl echte sub-

stitutiemogelijkheden tussen olie en gas afnemen. Om die reden lijkt de basis voor een relatie tussen gas- en olieprijs weg te vallen.

Alternatieve koppeling gasprijs



In bovenstaand figuur wordt het verband tussen de olieprijs en de commodityprijs voor gas volgens het CDS en een mogelijke alternatieve formule met elkaar vergeleken. De commodityprijs in CDS wordt vastgesteld met behulp van de formule $(37,4/500) \cdot (P+48) - 0,8$, waarbij P staat voor de gemiddelde waarde van stookolie met 1% zwavel, gerekend over zes maanden, direct voorafgaand aan het kwartaal waarin de commodityprijs berekend wordt. Voor het alternatief zoals weergegeven in het figuur, zijn 500 en $-0,8$ respectievelijk vervangen door 1000 en 10. Binnen de relevante olieprijsrang, is de commodityprijs afgevlakt. Hieruit blijkt dat door een andere helling in de commodityprijsformule te nemen, Gasunie de afhankelijkheid van de olieprijs eenvoudig kan veranderen. De gasprijs blijft nog steeds gekoppeld aan de olieprijs, maar fluctuaties van de olieprijs werken minder sterk door in de gasprijs.

Privatisering van het gasdistributienetwerk

In de periode voor de liberalisering was het vanzelfsprekend dat de aandelen van nutsbedrijven in handen waren van provincies en gemeenten die daarmee volledig eigenaar waren van de energievoorziening (waaronder leidingnetwerken). Hiermee had de overheid rechtstreeks invloed op aspecten van algemeen belang, zoals voorzieningszekerheid en milieubescherming. Met de veranderende marktomstandigheden is het de vraag of deze voordelen van het publieke eigendom van energiebedrijven opwegen tegen de nadelen (zie kader *De voors en tegens van netwerkprivatisering*). Publieke bedrijven ondervinden beperkingen bij het ontwikkelen van een concurrerend en marktgericht bedrijf. Veel lokale overheden hebben om deze reden hun aandelen verkocht of zijn daartoe bereid. Hierdoor zijn al enkele Nederlandse energiebedrijven (gedeeltelijk) geprivatiseerd. Tot 1 januari 2003 is privatisering uitsluitend mogelijk onder voorbehoud en is de expliciete goedkeuring van de Minister van Economische Zaken vereist.

Na de beslissing het eigendom van TenneT te nationaliseren en na de stroomcrisis in Californië zijn er in de Tweede Kamer bezwaren geopperd tegen de privatisering van de regionale gas- en elektriciteitsnetwerken. Omdat ook na de juridische scheiding netwerkbedrijven nog steeds onderdeel van de energieholdings uitmaken, betekent het verkopen van de holding aan een private en mogelijk buitenlandse onderneming meestal ook het verkopen van het 'natuurlijk' monopolie van het netwerk. De waarde van de totale holding is hoger dan de som van de waarde van het energiehandels en -leveringsbedrijf en het netwerkbedrijf. Bovendien wordt geschat dat het netwerk ongeveer 80 procent van de totale waarde van de holding vertegenwoordigt. Aldus is privatisering van alleen het handels- en leveringsbedrijf, waar de overheid de voorkeur aan geeft, minder interessant voor private partijen, terwijl tegelijkertijd privatisering van het netwerkbedrijf de voorkeur geniet van private partijen, maar politieke tegenstand ondervindt.

Het belangrijkste argument tegen privatisering van energiedistributienetwerken is de angst dat private bedrijven niet geneigd zijn te investeren in de instandhouding en uitbreiding van de netwerkcapaciteit. Voorstanders van privatisering claimen echter dat effectieve regulering van (private) netwerkbedrijven zal voorkomen dat het netwerk slechts wordt gebruikt als een 'melkkoe' voor het energiebedrijf. Het privatiseringsdebat draait om de centrale vraag: is een onder toezicht staand privaat bedrijf betrouwbaarder dan een overheid als aandeelhouder?

De voors en tegens van netwerkprivatisering

Argumenten voor netwerkprivatisering

- Handel en levering van gas en elektriciteit wordt een risicovolle activiteit. Opbrengsten zijn niet langer voorspelbaar, waardoor energiebedrijven ook verlies kunnen leiden. Publieke aandeelhouders zouden de risico's moeten dragen van investeringen in de netwerken en van bedrijfsovernames.
- Publieke en private belangen botsen. Strategische beslissingen die vereist zijn in een marktomgeving kunnen niet optimaal genomen worden door de overheid omdat deze het openbaar belang meeweegt in de beslissingen. De historie toont aan dat de overheid niet in staat is om economisch verantwoorde beslissingen te nemen. In tijden van overcapaciteit gaf de overheid steun aan het bouwen van nieuwe productiefaciliteiten.
- De waarde van energiebedrijven kan door de (lokale) overheid voor andere doeleinden worden aangewend. Gemeenschapsgeld ligt niet langer vast in de energievoorziening.
- De mogelijkheden van provincies en gemeenten om als aandeelhouder de kosten van de energievoorziening te beïnvloeden neemt af omdat prijzen en tarieven door anderen worden bepaald.

Argumenten tegen netwerkprivatisering

- Investeringen in netwerken vinden onvoldoende plaats. Het netwerk is een productiemiddel dat alleen gebruikt zal worden om op eenvoudige wijze een stabiele maar lage opbrengst te genereren.
- Veilig en betrouwbaar aanbod van energie is een publiek belang.
- Energielevering aan sommige groepen in de samenleving kan niet langer worden gegarandeerd, in ieder geval niet tegen aanvaardbare prijzen.
- Het netwerk kan gezien worden als een natuurlijk monopolie, wat het risico met zich meebrengt van oneigenlijke bevoordeling van energieproducenten en -leveranciers.

Het politieke debat concentreert zich het meest op privatisering van de elektriciteitsdistributie. Het is echter ook een relevant aandachtspunt bij gasdistributie, maar de parallel is niet volledig. Op het niveau van het nationale transportnetwerk

bezit de Nederlandse Staat momenteel 100 procent van TenneT, terwijl 50 procent van Gasunie's aandelen staatseigendom zijn (het overige deel is in de handen van Shell en Esso). Gasunie bekijkt samen met het Ministerie van Economische Zaken de mogelijkheid van een algehele splitsing tussen het handels- en transportbedrijf van Gasunie. Wanneer het tot zo'n splitsing komt wordt het handelsbedrijf volledig geprivatiseerd en komt het transportbedrijf geheel in staatseigendom. Ook op het niveau van het distributienetwerk is een aantal verschillen waarneembaar tussen gas en elektriciteit. Uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk is onderdeel van de liberaliseringsregulering, terwijl hierover in de Gaswet niets is geregeld voor gasdistributienetwerken. In elke regio is maar één elektriciteitsnetwerk, maar bij gasdistributies is 'pipeline-to-pipeline' competitie niet verboden.

In juli 2001 heeft de Minister van Economische Zaken nieuwe regels vastgesteld voor de privatisering van energiebedrijven. Het juridisch eigendom van energiedistributienetwerken dient in handen te blijven van regionale en lokale overheden (de huidige aandeelhouders), terwijl het economisch eigendom van het netwerk bij de netwerkbeheerder komt te liggen (wat momenteel niet het geval is). De economische waarde van het netwerk zou vermeld moeten staan op de balans van het netwerkbedrijf, om er zo voor te zorgen dat de volledige waarde van het energiebedrijf in stand wordt gehouden en privatisering van een minderheidsaandeel (49%) mogelijk wordt per 1 januari 2002. In 2004 zal, na een evaluatie, worden bekeken of overgegaan kan worden op volledige privatisering van de energiebedrijven. Het juridisch eigendom van de energienetwerken blijft hiermee ook in de toekomst volledig in handen van de regionale en lokale overheden. Opmerkelijk is dat ook Gasunie wordt gerekend tot de groep van publieke aandeelhouders, omdat Gasunie al een groot aantal jaren een minderheidsbelang in enkele gasdistributiebedrijven heeft.

DTe bezint zich op haar positie

De kritiek op de enigszins discutabele positie van DTe bij de gasregulering zou tot een reactie kunnen leiden. DTe heeft de claim van grootverbruikers van gas om Gasunie nadere regels op te leggen in mei 2001 afgewezen. Deze beslissing was onvermijdelijk, omdat DTe al in januari, toen de openbare hoorzitting voor de claim nog moest plaatsvinden, aangekondigd had hiervan af te zien, als onderdeel van de overeenkomst tussen DTe en Gasunie. DTe leek de belangen van grootverbruikers niet op evenwichtige wijze veilig te stellen, en het zal moeilijk worden om hun vertrouwen terug te winnen. Desondanks heeft DTe een andere houding aangenomen toen een beslissing genomen moest worden over de richtlijnen voor 2002. Een open consultatieprocedure voor deze richtlijnen en het toezien op een strenge naleving van de richtlijnen zijn essentieel voor het herbevestigen van DTe als onafhankelijke toezichthouder van de gasmarkt. Het effect kan zijn dat DTe een veel sterkere positie zal innemen. Dit is al zichtbaar geworden bij het definitief vaststellen van de richtlijnen voor 2002.

Middels de publicatie van het consultatie- en informatiedocument voor de permanente richtlijnen heeft DTe de bereidheid getoond relevante partijen bij de procedure te betrekken. Het tijdschema is echter nog steeds vrij krap. Gasbedrijven dienen hun indicatieve tarieven en voorwaarden voor gastransport en opslag voor 2002 binnen één maand na het vaststellen van de richtlijn te publiceren vóór 1 oktober 2001. Tot die tijd blijven grootverbruikers in onzekerheid over de tarieven en voorwaarden. Al in juni hebben glastuinders geklaagd over gebrekkige informatie. Sommige glastuinders zullen in 2002 niet langer tot de gebonden afnemers behoren. Zij dienen geïnformeerd te worden over hoogte en structuur van de gastransporttarieven om te kunnen beslissen welke planten ze in het volgende jaar zullen kweken. Oktober is te laat om nieuwe planten te bestellen.

Ondertussen is Gasunie begonnen met het raadplegen van haar klanten over de nieuwe transporttarieven. Deze nieuwe tarieven zouden in de herfst van 2001 vastgesteld moeten worden. De eerste ideeën voor de structuur van de nieuwe transporttarieven van Gasunie conflicteren op verschillende punten met richtlijnen van DTe. Het concept van uurbalanceren en de begrensde mogelijkheid van uurflexibiliteit komen bijvoorbeeld weer ter sprake. Andere potentieel conflicterende punten hebben betrekking op het 'point-to-point' systeem van de transporttarieven en het 'show of contract'. Gasunie is opnieuw naar de rechter gestapt om te bereiken dat de richtlijnen van DTe ongeldig worden verklaard, een strategie waarmee Gasunie al eerder succes heeft gehad. Het lijkt erop dat het voor DTe erg moeilijk zal zijn om Gasunie volgens de richtlijnen te laten handelen.

Betrouwbare regulering en beleid

Het bovenstaande voorbeeld van de glastuinders toont het belang van goede en tijdige informatievoorziening. Als bedrijven niet weten wat ze kunnen verwachten, is de kans groot dat investeringen uitgesteld worden of verkeerde investeringsbeslissingen worden genomen. Dit geldt voor vrije gasafnemers en ook voor distributiebedrijven, bijvoorbeeld bij beslissingen over investeringen in leidingcapaciteit. Andere geluiden hebben betrekking op privatisering van gasdistributienetten. De onzekerheid in de privatiseringsregulering heeft een vertragende werking op de ontwikkelingen bij de energiebedrijven en heeft al geresulteerd in waarschuwingen met betrekking tot claims voor compensatie.

De noodzaak om de gasmarkt te reguleren heeft DTe aangespoord om de voorlopige richtlijnen voor 2001 te publiceren zonder de betrokken partijen te consulteren. Hoewel de procedure die daarop volgde beter lijkt te verlopen, zijn er nog steeds problemen. De conflicten die hierdoor ontstaan leiden tot onzekerheden over de toekomstige organisatie van de gasmarkt. De conclusie kan zijn dat het liberaliseringsproces voor de Nederlandse gasmarkt te snel verloopt. Marktvrijmaking, in het bijzonder voor de tussengroep, lijkt te snel te gaan en men kan zich afvragen of het vrij worden van het overige deel van de gasverbruikers in 2004, waaronder de huishoudens, op behoorlijke wijze kan verlopen. Het doel van PVE om het liberaliseringsproces verder te versnellen lijkt in ieder geval onuitvoerbaar.

Geleidelijke prijshervorming

De commodityprijs van gas is niet gereguleerd. In principe zijn Gasunie en andere gasleveranciers vrij zelf de commodityprijs vast te stellen. Gasunie zal haar prijzen- en tariefensysteem CDS vervangen. In de komende jaren zal de commodityprijs van Gasunie waarschijnlijk gebaseerd blijven op de olieprijs. Desalniettemin zullen de veranderende structuren in de Europese gasmarkt en opkomende 'gas-to-gas' competitie Gasunie dwingen om (geleidelijk) de olieprijskoppeling los te laten. Het afnemende marktaandeel van Gasunie en een toename van de gasimport geven al aan dat de gasprijs meer onder invloed komt van concurrentie. De verplichting voor gasdistributiebedrijven om gas tot 2004 bij Gasunie af te blijven nemen zal evenwel het marktaandeel van Gasunie voorlopig enigszins beschermen.

Een afnemend marktaandeel van Gasunie is niet te verwachten bij transport en overige diensten, zoals kwaliteitsconversie. De tarieven worden gereguleerd door de richtlijnen van DTe en zouden in principe gebaseerd moeten zijn op kosten. Wanneer voor opslag en kwaliteitsconversie economisch aantrekkelijke alternatieven aangeboden kunnen worden is dit goed voor de competitie en de non-exclusiviteit van het aanbod. Vanuit de positie als voormalig monopolist heeft Gasunie een zodanige voorsprong dat verwacht kan worden dat Gasunie de tarieven op zo'n manier vaststelt dat er nauwelijks alternatieven ontwikkeld zullen

worden. Dat neemt niet weg dat gasdistributiebedrijven hun activiteiten kunnen herzien en zich meer op bepaalde functies in de aanbodketen van gas kunnen gaan richten. De investering van Delta Nutsbedrijven in een kwaliteitsconversie-installatie is hiervan een voorbeeld. Gasunie kan het zich dus niet veroorloven om te veel af te wijken van de kosten voor mogelijke alternatieven.

MARKTSTRUCTUUR EN STRATEGIE

De liberalisering op de elektriciteits- en gasmarkt heeft in de energiesector gezorgd voor fusies en overnames, zowel bij de elektriciteitsproductie als bij de energiedistributie. Thans lijkt sprake van een zekere consolidatie. De relatieve rust is waarschijnlijk mede het gevolg van de voorwaarden die de overheid stelt aan privatisering van Nederlandse energiebedrijven. Energiebedrijven houden echter rekening met een verdere schaalvergroting. Is bij de elektriciteitsproductie al sprake van een sterke dominantie van buitenlandse energiebedrijven, de verwachting is dat ook bij de energiedistributie de rol van buitenlandse bedrijven groter zal worden.

Ondertussen maken de energieleveranciers zich op voor een uitbreiding van de vrije energiemarkt. In 2002 zal een tweede groep grootverbruikers zelf hun energieleverancier kunnen gaan kiezen. In 2001 is de markt voor groene stroom al vrij geworden. Grote energieleveranciers zijn gestart met publiekscampagnes, waarbij zij het imago van duurzame energie lijken te gebruiken om de gunst van de consument te verkrijgen.

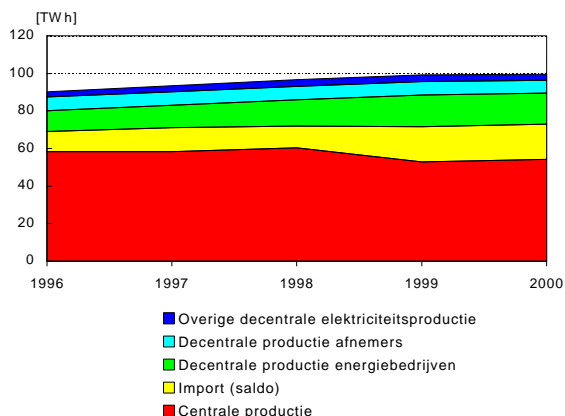
In dit deel van *Energie Markt Trends 2001* wordt de manier waarop de energieleveranciers zich voorbereiden op de concurrentie op de kleinverbruikersmarkt nader belicht. Twee analyses in *Inzicht* gaan achtereenvolgens in op de concurrentie in de groene stroommarkt en concurrentiestrategieën van de huidige energieleveranciers op een vrije kleinverbruikersmarkt. Voorafgaand aan beide analyses wordt in *Overzicht* de huidige structuur van de markten voor elektriciteit, gas en groene stroom gepresenteerd.

Structuur van de elektriciteitsproductie

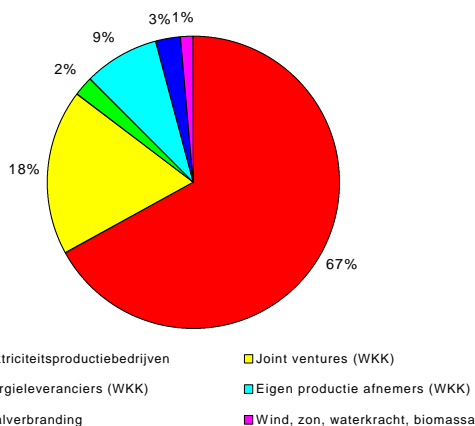
De elektriciteitsvraag op de Nederlandse elektriciteitsmarkt wordt nog steeds voor het grootste gedeelte gedekt met grootschalige elektriciteitscentrales (zie figuur 2.1). Tot 1998 bedroeg het aandeel van de centrale productie nog bijna 60%. Nadat de elektriciteitsmarkt is geliberaliseerd is het aandeel van de centrale productie teruggelopen tot net iets boven de 50%. In dezelfde periode is de import van elektriciteit toegenomen van ruim 11% in 1998 tot 18% in 2000. De groei van de decentrale productie gaat sinds 1998 gelijk op met de groei van de totale elektriciteitsvraag. Het aandeel decentrale productie ligt sindsdien bij ongeveer 30%.

Figuur 2.2 laat zien dat de vier grootschalige producenten (E.ON Benelux, UNA/Reliant, Electrabel, EPZ) tweederde deel van de binnenlandse elektriciteitsproductie voor hun rekening nemen. Bij 13 van de 25 centrales die worden ingezet, wordt de warmte benut voor verwarming van woningen, utiliteitsgebouwen en tuinbouwkassen. Warmtekrachtinstallaties (WKK) worden ook geëxploiteerd door energieleveranciers, afnemers of gezamenlijk (joint ventures). In 2000 hadden zij gezamenlijk een aandeel van 29% in de binnenlandse elektriciteitsproductie. De overige elektriciteit is afkomstig van afvalverbrandingsinstallaties en duurzame bronnen (wind, zon, waterkracht en biomassa).

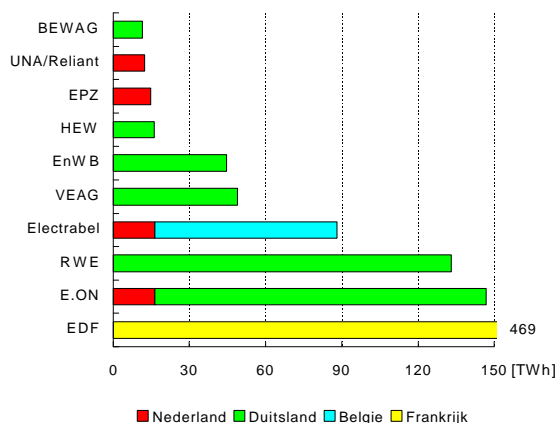
Drie van de vier grootschalige elektriciteitsproducenten zijn overgenomen door buitenlandse energiebedrijven. E.ON, het fusieproduct van de twee Duitse elektriciteitsbedrijven PreussenElektra en Bayernwerk, heeft EZH overgenomen. EPON is overgenomen door het Belgische Electrabel. Voor beide bedrijven toont figuur 2.3 het aandeel van de Nederlandse elektriciteitsproductie in de totale productie. Het figuur laat ook de productievolumes zien van EPZ, dat onderdeel vormt van Essent, en UNA, dat is overgenomen door het Amerikaanse Reliant. Reliant is, twee jaar na de overname, van plan UNA weer van de hand te doen. EDF is de grootste elektriciteitsproducent in Europa en ook de belangrijkste exporteur van elektriciteit, onder meer naar Nederland.



Figuur 2.1 Ontwikkeling van het elektriciteitsaanbod op de Nederlandse elektriciteitsmarkt

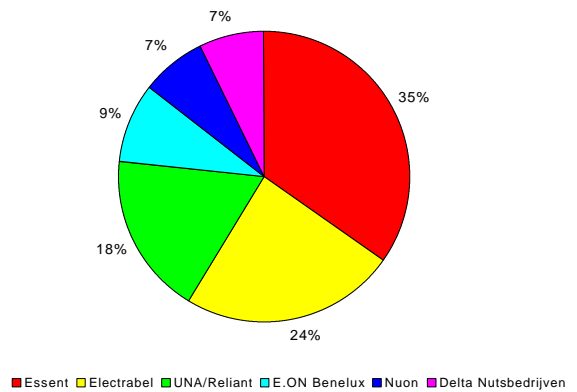


Figuur 2.2 Verdeling van de binnenlandse elektriciteitsproductie over typen producenten in 2000



Figuur 2.3 Elektriciteitsproductie van grootschalige elektriciteitsproducenten in Nederland, Duitsland, België en Frankrijk op basis van cijfers uit 1999

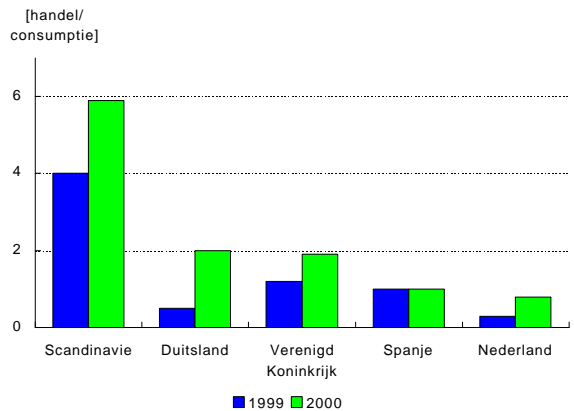
Figuur 2.4 toont een verdeling van het elektriciteitsproductievermogen over de belangrijkste spelers op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Uit het figuur blijkt dat drie elektriciteitsleveranciers, Essent, Nuon en Delta Nutsbedrijven, over een aanzienlijk deel van het productievermogen beschikken. De positie van Essent wordt bepaald door de verticale integratie met EPZ. Nuon en Delta Nutsbedrijven hebben een relatief sterke positie in decentrale warmtekracht, onder meer door joint ventures met de industrie. De overname van de kolenvergassingsinstallatie in Buggenum door Nuon is in figuur 2.4 meegenomen.



Figuur 2.4 Verdeling van het elektriciteitsproductievermogen (totaal 19.400 MW)

Elektriciteitshandel

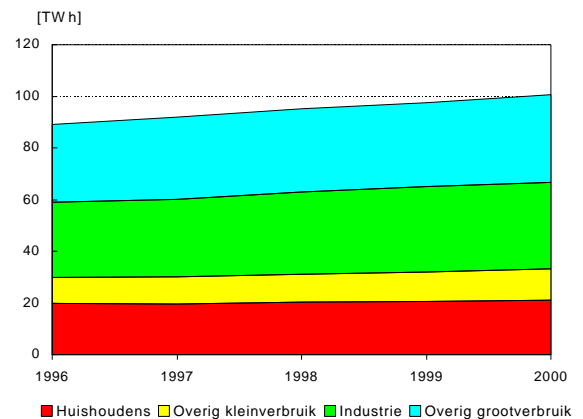
In de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt wordt elektriciteit verhandeld via energiehandelaren met bilaterale contracten ('over the counter market') en via de beurs (APX). Naast handel in fysieke volumes kan ook sprake zijn van handel in financiële waarden zoals 'futures' en 'forwards'. Figuur 2.5 laat zien dat het volume van al deze vormen van elektriciteitshandel de fysieke consumptie een aantal malen kan overstijgen. In Nederland is dit nog niet het geval, doch de groei tussen 1999 en 2000 is fors. Een deel van de elektriciteitshandel vindt plaats op de APX. In maart 2001 was het handelsvolume gelijk aan 7% van het volume dat in die maand via het elektriciteitsnet is gedistribueerd (zie ook *Energieprijzen*).



Figuur 2.5 Het totale volume van de elektriciteitshandel in verhouding tot de fysieke consumptie

Elektriciteitsafzet

Sinds 1998 heeft een groep van ongeveer 650 grootverbruikers de mogelijkheid zijn elektriciteitsleverancier vrij te kiezen. Vanaf 2002 zal een tweede groep van ongeveer 59.000 afnemers dezelfde keuzemogelijkheid krijgen (zie ook *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*). Figuur 2.6 toont de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag verdeeld over vier groepen afnemers. De groep afnemers die vanaf 2002 vrij heeft een aandeel van 66% in het Nederlands elektriciteitsverbruik, hetgeen vrijwel overeenkomt met de categorieën industrie en overig grootverbruik in figuur 2.6. Afnemers van de categorieën huishoudens en overig kleinverbruik komen vanaf 2004 vrij.



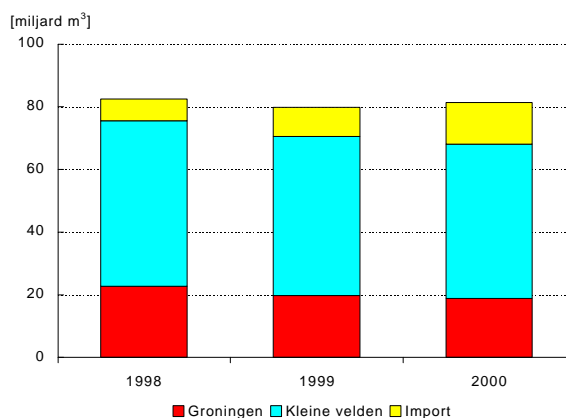
Figuur 2.6 Ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik verdeeld over vier afnemerscategorieën

Gasmarkt

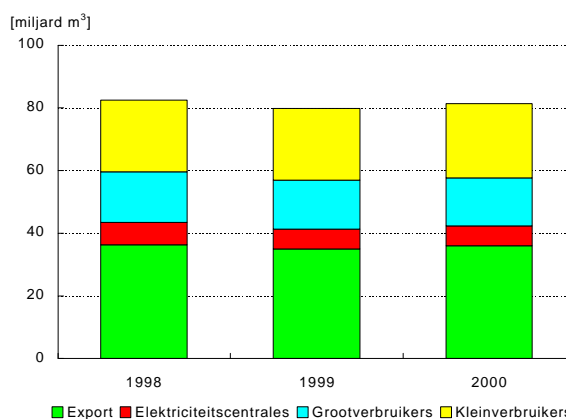
Het aardgas dat op de Nederlandse gasmarkt wordt verhandeld is afkomstig uit het Groningen gasveld, overige kleinere gasvelden (op land en de Noordzee) en uit gasvelden in het buitenland. Figuur 2.7 laat zien dat het totale volume op de Nederlandse gasmarkt de afgelopen drie jaar vrijwel onveranderd is gebleven. De herkomst is wel gewijzigd. De binnenlandse gasproductie was in 2000 7,5 miljard m³ lager dan die in 1998. De productie uit het Groningenveld is iets harder afgenomen dan die van de kleinere gasvelden. De import van aardgas is daarentegen in de afgelopen drie jaar vrijwel verdubbeld tot 13,4 miljard m³ in 2000.

Figuur 2.8 laat zien dat een groot deel van het in Nederland geproduceerde aardgas wordt geëxporteerd naar het buitenland (Duitsland, België, Frankrijk, Italië en Zwitserland). Het exportvolume is de afgelopen drie jaar vrijwel gelijk gebleven. Dit geldt ook voor de binnenlandse gasafzet. Wel is de gasafzet aan elektriciteitscentrales teruggelopen tot 26% van de binnenlandse gasafzet (in 1998 was dit 30%). De sterke stijging van de gasprijs en de concurrentie op de elektriciteitsmarkt kunnen hiervoor als oorzaak worden aangewezen. De gasafzet aan grootverbruikers (industrie, tuinders en overigen) is licht gedaald, terwijl het gasverbruik in de categorie kleinverbruik in 2000 3,6% hoger lag dan in 1998. Het volume dat in 2000 is geleverd aan vrije afnemers (elektriciteitscentrales en industriële grootverbruikers) bedroeg ongeveer 23 miljard m³. Vanaf 2002 komen daar ongeveer 1.500 grootverbruikers bij, waardoor de levering aan vrij afnemers dan in de buurt komt van 25 miljard kubieke meter.

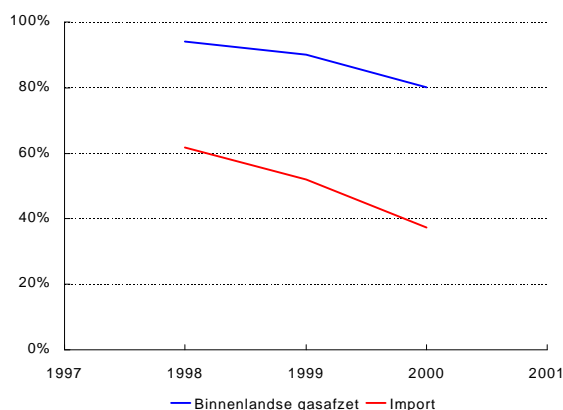
Gasunie heeft een belangrijke positie op de Nederlandse gasmarkt (zie ook *Inzicht Energiebeleid en marktregulering*). Figuur 2.9 laat zien dat het aandeel van Gasunie in de binnenlandse gasafzet daalt. Het betreft de levering van Gasunie aan elektriciteitscentrales, industrie en regionale energieleveranciers (62% voor industrie en elektriciteitscentrales in 2000). Hoewel de import van gas sterk toeneemt - ook voor Gasunie - daalt het aandeel van Gasunie in de totale gasimport. Door de import van



Figuur 2.7 Herkomst van aardgas op de Nederlandse gasmarkt



Figuur 2.8 Bestemming van aardgas op de Nederlandse gasmarkt



Figuur 2.9 Aandeel van Gasunie in de binnenlandse gasafzet en import van aardgas

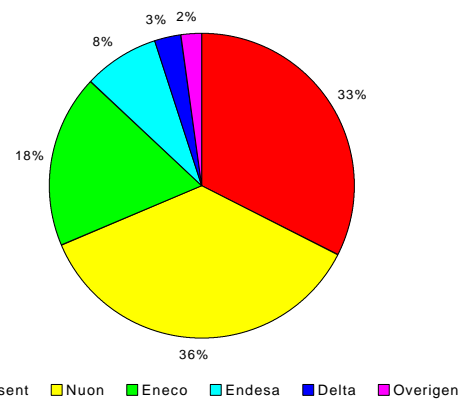
jaarlijks vier miljard kubieke meter Russisch gas zal hier vanaf oktober 2001 verandering in komen.

Energieleveranciers

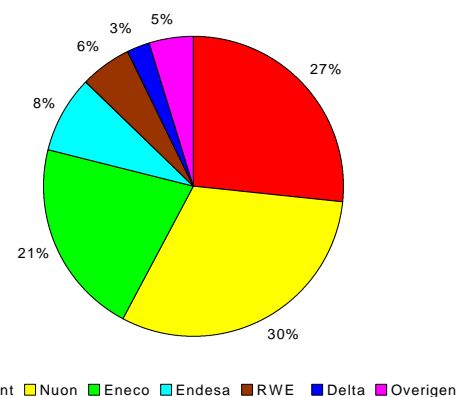
Het aantal vrije afnemers op de energiemarkt is nog relatief klein (elektriciteit ongeveer 650, gas ongeveer 150). Het overgrote deel van de afnemers is in 2001 nog gebonden, dat wil zeggen dat zij elektriciteit en gas geleverd krijgen door een vergunninghouder. De energieleverancier waarmee de afnemer een relatie heeft, behoort tot hetzelfde concern als de netwerkbeheerder. De marktaandelen van energieleveranciers komen daardoor vrijwel overeen met het aantal aansluitingen. Figuren 2.10 en 2.11 tonen de marktaandelen van de energieleveranciers op de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt op basis van het aantal aansluitingen. Hoewel sommige energiebedrijven nog zelfstandig opereren, zijn in deze figuren de overnames en fusies volledig verwerkt. Remu en Nutsbedrijven Regio Eindhoven (NRE) zijn overgenomen door het Spaanse Endesa en Nutsbedrijven Haarlemmermeer en Intergas door het Duitse RWE.

Figuur 2.10 laat zien dat op basis van het aantal afnemers de drie grootste energieleveranciers Nuon, Essent en Eneco op de elektriciteitsmarkt een gezamenlijk marktaandeel hebben van 87%. Door overname van Remu en NRE is Endesa de vierde speler op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. In de categorie overigen zijn Cogas, Rendo, ONS Energie en Westland Energie opgenomen met ieder een marktaandeel van 0,4% tot 0,6%.

Als gasleverancier aan eindverbruikers is Gasunie op de gasmarkt nog steeds de grootste speler. In 2000 werd door Gasunie 13,8 miljard m³ geleverd aan industrie en elektriciteitscentrales. De regionale energieleveranciers leverden in 2000 ongeveer 23 miljard m³ aan gebonden afnemers. Figuur 2.11 toont op basis van het aantal aansluitingen de marktverdeling van de energieleveranciers. De drie grootste spelers, Nuon, Essent en Eneco, voorzien ruim driekwart van de afnemers van gas. De twee buitenlandse spelers, Endesa en RWE, bedienen samen 14% van de gasafnemers. In de groep overigen bevinden zich Cogas, Rendo,



Figuur 2.10 Verdeling marktaandeel energieleveranciers op de elektriciteitsmarkt op basis van het aantal afnemers



Figuur 2.11 Verdeling marktaandeel energieleveranciers op de gasmarkt op basis van aantal afnemers

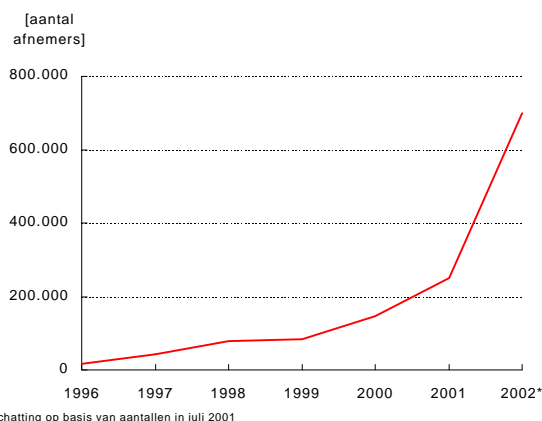
ONS Energie en Westland Energie met marktaandeelen van 0,5% tot 2%. Doordat Westland Energie een groot aantal tuinders van gas voorziet is, in vergelijking tot het aantal aansluitingen, het marktaandeel op volumebasis aanzienlijk groter (circa 3,3% van de binnenlandse gasafzet).

Groene stroommarkt

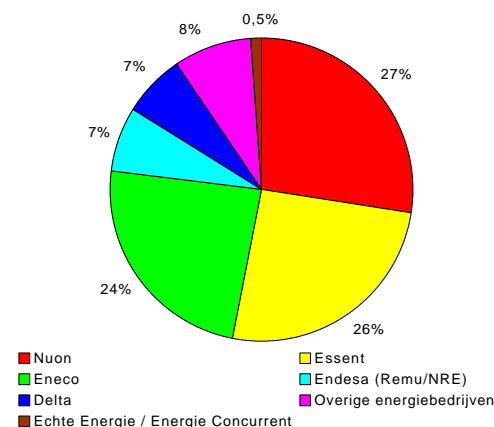
Door een verhoging van de Regulerende Energiebelasting (REB) en een vrijstelling voor duurzaam opgewekte elektriciteit is de prijs van groene stroom nagenoeg gelijk geworden aan die van conventionele stroom. Met een vrije groene stroommarkt in het vooruitzicht, hebben in de eerste helft van 2001 veel energieleveranciers het aantal afnemers voor groene stroom weten te vergroten. Figuur 2.12 toont de groei van het aantal afnemers van groene stroom.

Vanaf 1 juli is de markt voor groene stroom vrij, waardoor afnemers ook groene stroom kunnen betrekken van andere leveranciers. Bovendien hebben zich nieuwe aanbieders op de groene stroommarkt gemeld. Figuur 2.13 toont een geschatte verdeling van de markt voor groene stroom over de belangrijkste spelers op deze markt. De marktverdeling is vergelijkbaar met die voor conventionele elektriciteit (zie ook figuur 2.10). Nieuwe spelers, zoals Echte Energie en Energie Concurrent hebben nog maar een bescheiden marktaandeel. Dit komt doordat de groei van het aantal groene stroom klanten bij bestaande energieleveranciers in de eerste helft van 2001 vooral heeft plaatsgevonden onder de bestaande klanten.

Energieleveranciers proberen zich op de groene stroommarkt van elkaar te onderscheiden door variaties in kwaliteit en prijs. Tabel 2.1 geeft een overzicht van groene stroom van de belangrijkste spelers op deze markt. De kwaliteit van het product wordt bepaald door de duurzame energiebronnen die worden ingezet en de plaats waar de groene stroom wordt geproduceerd. Groene stroom wordt ten opzichte van conventionele stroom aangeboden tegen een hogere en een lagere prijs en zonder prijsverschil. Bovendien bestaan er tot 1 januari 2002 prijsverschillen tussen de verschillende regio's (zie ook *Inzicht Energieprijzen*).



Figuur 2.12 Groei van het aantal afnemers van groene stroom



Figuur 2.13 Verdeling marktaandeel energieleveranciers op de markt voor groene stroom op basis van het aantal afnemers (juli 2001)

Tabel 2.1 Aanbod van belangrijkste groene stroom leveranciers

Leverancier	Productnaam	Prijs	Duurzame energiebronnen	Herkomst
Nuon	Natuurstroom	meerprijs	zon, wind en water	Nederland en buitenland
Essent	Groene stroom	geen prijsverschil	zon, wind, water en biomassa	uitsluitend Nederland
Eneco	Ecostroom	meerprijs	zon, wind, water en biomassa	Nederland en buitenland
Delta	Zeeuws groen	geen prijsverschil	wind en biomassa	Nederland
Remu	Ecostroom	meerprijs	zon, wind, water en biomassa	vooralnsnog Nederland
Echte Energie	Schone stroom	meerprijs	zon, wind en water	vooralnsnog Nederland
Energie Concurrent	Groene stroom	minderprijs	wind	Nederland

Concurrentie op de kleinverbruikersmarkt start met groene stroom

Sinds juli 2001 is de groene energiemarkt het eerste segment van de kleinverbruikersmarkt in Nederland dat wordt opengesteld voor concurrentie. Dit vormt een kritische test voor de bestaande en nieuwe spelers op de energiemarkt, zowel ten aanzien van de marketing van groene energie producten als het efficiënt overschakelen van afnemers naar een andere energieleverancier. Om de sterk stijgende vraag te kunnen dekken importeren energieleveranciers groene elektriciteit uit het buitenland. Er is echter nog geen afstemming tussen de verschillende Europese landen over stimuleringsregelingen voor duurzame energie en groencertificaten waarmee de herkomst van de groene stroom kan worden aangetoond. Doordat Europese regelgeving nog op zich laat wachten blijven onzekerheden over de internationale markt voor groene energie bestaan.

Vraag en aanbod

De productie van duurzame elektriciteit in Nederland is toereikend om circa 500.000 tot 600.000 huishoudens te voorzien van groene stroom. Op het moment dat in juli 2001 de groene elektriciteitsmarkt vrij werd, waren er al ruim een half miljoen groene stroom klanten. Doordat eindverbruikersprijzen voor groene stroom vergelijkbaar zijn met die van conventionele elektriciteit, zal naar verwachting de vraag het huidige aanbod snel overtreffen. Met de concurrentie op de loer zijn wachtlijsten geen aantrekkelijke optie voor energieleveranciers. De meeste energieleveranciers zoeken de oplossing daarom in het buitenland en hebben met importcontracten extra groene elektriciteit zeker gesteld. Nuon is zelfs wereldwijd bezig met de ontwikkeling van een eigen duurzaam productievermogen. Zij heeft windparken ontwikkeld in Duitsland, China en India en heeft een aandeel in verschillende internationale projecten. Echter, in de toenemend internationaliserende groene elektriciteitsmarkt zijn er organisaties die het tegenovergestelde doen en bijvoorbeeld een "made in Holland" merk groene elektriciteit op de markt zetten, zoals Essent momenteel doet. Terwijl de traditionele leveranciers in rap tempo hun eigen groene strategieën ontwikkelen, heeft de groene elektriciteitsmarkt al verschillende nieuwe toetreders gezien - meestal internetbedrijven met een enigszins scherper aanbod dan de traditionele aanbieders. Voorbeelden hiervan zijn Energieconcurrent.nl en Echte-energie.nl. Het valt nog te bezien of het Internet een waardevol kanaal biedt om groene elektriciteitsklanten aan te trekken. Het wordt algemeen aangenomen dat de echte aanhangers van groene elektriciteit reeds overgestapt zijn naar het groene elektriciteitsaanbod van hun gebruikelijke aanbieder, ongeacht de prijs. De uitdaging is nu om het grote resterende marktpotentieel te exploiteren.

Bevorderen van het klantbewustzijn

Hoewel onderzoek na onderzoek aangeeft dat er grote belangstelling is voor duurzame elektriciteit in Nederland - in het bijzonder wanneer de prijs gelijk is aan die van 'normale' elektriciteit - geven deze onderzoeken ook aan dat er nog een wijdverbreid gebrek is aan vertrouwen met het product. Een enquête door het Centrum voor Marketing Analyses bij 400 Nederlandse huishoudens laat zien dat 13% niet bekend is met het feit dat men per 1 juli 2001 naar een groene stroom aanbieder kan overschakelen. Bovendien twijfelen velen aan de ecologische integriteit van groene producten. Een enkeling denkt dat groene elektriciteit zijn huishoudelijke apparatuur kan schaden. De meeste ondervraagden hebben nog steeds de indruk dat groene elektriciteit duurder is dan conventioneel geproduceerde elektriciteit, en - zeer bemoedigend - 40% geeft aan te overwegen om te

switchen naar groene elektriciteit. Hoewel huidige switchcijfers dit percentage bij lange na niet benaderen, blijkt hieruit dat er een aanzienlijk potentieel voor groene stroom klaar ligt om ontwikkeld te worden. Het is aan de energieleveranciers om effectieve strategieën te ontwikkelen om deze latente vraag om te zetten in concrete groene stroomcontracten. Hierbij stuiten ze op een belangrijk dilemma. Aan de ene kant willen de energieleveranciers hun product onderscheiden van elkaar en klanten aantrekken voor hun eigen specifieke groene stroom producten. Aan de andere kant zal productdifferentiatie verwarring zaaien onder het publiek. Waarom zou de ene duurzame mix beter zijn dan de andere? Met het oog op de huidige onbekendheid omtrent groene elektriciteit kan niet verwacht worden dat afnemers hier een geïnformeerde mening over hebben. De marketingboodschap van alle groene elektriciteitsaanbieders zou daarom eenvoudig en op zijn minst tot op zekere hoogte consistent en samenhangend moeten zijn. Zodra de markt voor groene stroom volwassen is geworden en afnemers meer bekend raken met het product, zullen er meer mogelijkheden zijn voor productdifferentiatie. Differentiatie zal dan zelfs noodzakelijk zijn voor elektriciteitsleveranciers om margeverniptigende prijsconcurrentie te vermijden. Dit is reeds zichtbaar in andere landen waar de retailmarkt voor elektriciteit al geopend is. In Duitsland biedt E.ON kleinverbruikers bijvoorbeeld aan om via het internet een eigen mix van groene energiebronnen samen te stellen. In Nederland zijn we hier nog niet aan toe.

Het informeren van afnemers over groene stroom dient een algemeen belang en lijkt daarmee een taak voor de overheid. Het Ministerie van Economische Zaken heeft, vóór de groene stroommarkt werd geopend, een publiciteitscampagne gehouden in alle belangrijke dagbladen. Hierin werden afnemers geïnformeerd over de mogelijkheid per 1 juli een groene aanbieder van elektriciteit te kiezen. Bovendien worden de 'ins' en 'outs' van het groene elektriciteitsaanbod uitgelegd op verschillende door de overheid ondersteunde websites. De overheid staat echter niet alleen in het verschaffen van informatie over groene elektriciteit. Maatschappelijke organisaties en het bedrijfsleven leveren ook hun deel. Een belangrijk voorbeeld is de recente samenwerking tussen de Body Shop en Greenpeace. Elke Body Shop in Nederland heeft ruimte gecreëerd om haar klanten te informeren over groene elektriciteit en deze zo over te halen om over te schakelen naar een groene aanbieder. Greenpeace verzamelt de informatie van klanten die aangegeven hebben te willen overschakelen en verdeelt deze potentiële afnemers over Echte Energie en Energieconcurrent.

De rol van labeling: groen is groen

Om groene stroom te kunnen onderscheiden van gewone elektriciteit is een groencertificatensysteem in het leven geroepen. De overheid bepaalt welke stroom voor een groencertificaat in aanmerking komt (zie kader *De onzichtbare groene hand: certificatenhandel*). Daarnaast bestaan er kwaliteitslabels, die door sommige energiebedrijven worden gebruikt om de bijzondere kenmerken van het groene energieproduct mee aan te geven. Deze kwaliteitslabels worden door onafhankelijke organisaties ontwikkeld en verstrekt. Deze certificeringorganisaties stellen de normen vast ten aanzien van de duurzame bronnen en technologieën in de groene stroom mix. Groene elektriciteitsaanbieders kunnen in aanmerking komen voor een kwaliteitslabel wanneer een specifiek product aan deze normen voldoet. In Nederland wordt duurzaam opgewekte elektriciteit van een kwaliteitslabel voorzien door het Wereld Natuur Fonds (WNF). Aangezien het publiek doorgaans vertrouwen heeft in het WNF, is het WNF-label een invloedrijk middel om de ecologische kwaliteit van het groene product en de geloofwaardigheid van de aanbieder kenbaar te maken. Tot nog toe hebben alle groene stroomproducten in Nederland een WNF-label gekregen.

Groen fiscaal beleid stimuleert vraag en aanbod

De regulerende energiebelasting (REB) op elektriciteitsverbruik van kleinverbruikers bedraagt 5,83 €/kWh. De REB wordt geïnd door de elektriciteitsaanbieder en dan overgemaakt naar de Belastingdienst. Om de vraag naar duurzame elektriciteit te stimuleren, wordt geen REB geheven op de consumptie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. Hierdoor worden de extra kosten voor eindgebruikers van groene elektriciteit sterk gereduceerd en kunnen leveranciers groene stroom tegen een even hoge of zelfs lagere prijs aanbieden als de conventioneel geproduceerde elektriciteit, de 'grijze' stroom. Wanneer de eindgebruikersprijs van groene en grijze stroom aan elkaar gelijk worden gesteld, kunnen de kosten voor het genereren van duurzame elektriciteit 5,83 €/kWh hoger zijn dan van gewone elektriciteit. Andersom zou men kunnen zeggen dat bij voldoende vraag naar groene stroom de waarde van groencertificaten minimaal 5,83 €/kWh is.

De onzichtbare groene hand: certificatenhandel

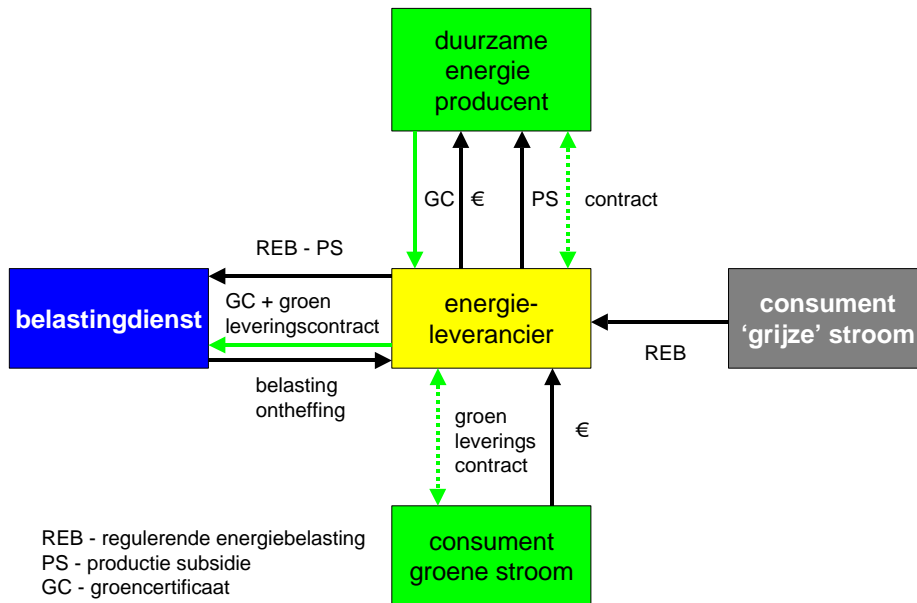
Groencertificaten belichamen de "groenheid" van duurzame elektriciteit en zijn het unieke bewijs dat een zekere hoeveelheid elektriciteit is geproduceerd op een duurzame manier. Groencertificaten kunnen afzonderlijk van de fysieke stroom verhandeld worden. Een producent van duurzame elektriciteit verkoopt de elektriciteit op de stroommarkt en de groencertificaten op de groencertificatenmarkt. Om groene elektriciteit te leveren aan een eindgebruiker moet een aanbieder een aantal groencertificaten kopen equivalent aan de hoeveelheid stroom die geleverd wordt aan de eindgebruiker.

Groencertificaten worden uitgegeven voor elektriciteit die geproduceerd is door kleinschalige hydro-elektrische installaties (kleiner dan 15 MW), wind en zonne-energie, en biomassa. Afval wordt niet beschouwd als duurzame bron. In Nederland wordt een groencertificatensysteem gehanteerd door de exploitant van het nationale netwerk, TenneT. De groencertificaten bestaan alleen in elektronische vorm. Producenten, handelaren en leveranciers van duurzame elektriciteit hebben een rekening bij TenneT waarop de certificaten geregistreerd staan. Als een leverancier een groencertificaat koopt van een producent gebeuren er twee dingen. Eerst vindt een financiële transactie plaats tussen de twee partijen. Vervolgens geeft de producent TenneT opdracht het gecontracteerde aantal groencertificaten over te zetten van zijn rekening naar die van de leverancier. Nadat groene stroom door de consument is afgenomen worden de overeenkomstige groencertificaten overgeboekt van de rekening van de leverancier naar de Belastingdienst.

Om het aanbod van duurzame elektriciteit te stimuleren staat de Nederlandse belastingwetgeving (Wet belastingen op milieugrondslag) de elektriciteitsleveranciers bovendien toe de duurzame elektriciteitsproducenten een productiesubsidie toe te kennen van 1,94 €/kWh. Deze productiesubsidie wordt uitgekeerd uit de REB-belastinggelden die de leveranciers hebben geïnd van hun niet-groene klanten. De combinatie van deze twee belastingmaatregelen heeft als doel de vraag te stimuleren en tegelijkertijd een toereikend aanbod zeker te stellen.

Figuur 2.14 geeft het systeem van groencertificaten en Regulerende energiebelasting in meer detail weer. In dit figuur wordt aangenomen dat de groene en gewone elektriciteitsafnemer hetzelfde betalen voor het product elektriciteit en voor netwerktarieven. De enige verschillen tussen groene en gewone (grijze) stroom zijn de voorgeschreven energiebelasting (REB) en de groencertificaten (GC). Duurzame elektriciteitsproducenten hebben een contract voor het aanbod van GCs aan een elektriciteitsleverancier. Onder dit contract hebben zij de prijs van de groencertificaten en de productiesubsidie (PS) ontvangen. De elektriciteitsleverancier ontvangt REB van gewone elektriciteitsafnemers. De ontvangen REB

min de uitgekeerde productiesubsidies (PS) worden overgemaakt aan de Belastingdienst. De elektriciteitsleverancier gebruikt de groencertificaten om te voldoen aan de vraag van groene elektriciteitsafnemers met wie hij een groene elektriciteitscontract heeft. Om in aanmerking te komen voor de belastingonthefving voor groene elektriciteit dient de leverancier zijn groene elektriciteitscontracten te kunnen overleggen en een evenredige hoeveelheid aan groencertificaten over te maken naar de groencertificatenrekening van de Belastingdienst. In plaats van de REB betaalt de groene elektriciteitsafnemer een prijs (€) voor het groencertificaat. De gezamenlijke prijs van fysieke elektriciteit plus groencertificaten is voor de eindverbruiker vergelijkbaar met de prijs van grijze stroom inclusief REB.



Figuur 2.14 Schematische weergave van het systeem groencertificaten en Regulerende energiebelasting

Groene elektriciteitsmarkt als testcase

Met het vrij worden van de retailmarkt voor groene elektriciteit mogen energie-leveranciers vanaf 1 juli 2001 groene stroom klanten werven in elkaars leveringsgebied. Dit biedt niet alleen een sterke prikkel voor de ontwikkeling van de groene elektriciteitsmarkt, maar het vormt ook een testcase voor volledige concurrentie op de kleinverbruikersmarkt in 2004. In de huidige groene elektriciteitsmarkt kunnen de mechanismen en eigenschappen die concurrentie in de detailhandel mogelijk maken, zoals overschakelen (switching), getest en uitgebreid worden. Daarom is het interessant om de organisatie van de retailmarkt voor groene elektriciteit nader te bekijken.

De levering van elektriciteit aan huishoudens is tot 2004 gereguleerd. Alleen vergunninghoudende leveranciers mogen elektriciteit in een exclusief afzetgebied tegen een voorgeschreven prijs leveren. Als een kleinverbruiker overschakelt naar groene elektriciteit van een leverancier die geen vergunninghouder is in de betreffende regio, blijft de vergunninghoudende leverancier de aanbieder van fysieke elektriciteit. Echter, de financiële relatie ligt nu tussen de consument en de nieuwe groene leverancier. De consument betaalt de prijs van de fysieke elektriciteit en groencertificaten aan zijn nieuwe groene leverancier in plaats van aan de vergunninghoudende leverancier. De groene leverancier op zijn beurt koopt voldoende groencertificaten in om de vraag van groene consumenten af te dekken en compenseert de vergunninghoudende leverancier voor de fysieke levering van

elektriciteit aan de consument door het gereguleerde leveringstarief te betalen. Onder de in 2001 geldende marktregels kunnen prijszetting en -differentiatie derhalve uitsluitend plaatsvinden over het groencertificatendeel.

Per 1 januari 2002 zullen groene elektriciteitsleveranciers ook verantwoordelijk zijn voor fysieke levering van elektriciteit aan hun afnemers. Dit betekent dat groene elektriciteitsleveranciers niet langer de vergunninghoudende leverancier compenseren voor levering aan hun klanten, maar dat zij zelf elektriciteit dienen te kopen op de elektriciteitsmarkt, die zij vervolgens verkopen aan hun cliënten. Formeel zouden nieuwe elektriciteitsleveranciers die alleen groene stroom op de markt brengen een leveringsvergunning moeten hebben, net als de huidige vergunninghoudende leveranciers. De Minister denkt erover een 'licht' vergunningssysteem voor deze nieuwe groene leveranciers te introduceren om de administratieve last niet onredelijk hoog op te voeren. Dit lichtere vergunningssysteem zou onder andere inhouden dat de prijsreguleringen, waar traditionele vergunninghoudende leveranciers nu onder vallen, niet van toepassing zijn op deze nieuwe groene leveranciers.

Tot 2004 wordt het leveringstarief voor elke vergunninghoudende leverancier vastgesteld door de toezichthouder op de energiemarkt, DTe. De hoogte van het leveringstarief is gebaseerd op het principe van maatstafregulering. Hierin is vijftig procent van de inkoopprijs voor elektriciteit gebaseerd op de gemiddelde inkoopkosten voor de leverancier op de groothandelsmarkt. De overige 50 procent is gebaseerd op de gemiddelde inkoopkosten van alle vergunninghouders tezamen. Dit biedt een sterke stimulans voor leveranciers om hun inkoopkosten te reduceren. Doordat verkoopprijzen elke drie maanden vastgesteld worden en deze regulering steeds weer toegepast wordt, convergeren de leveringstarieven tussen de verschillende energieleveranciers. De enige resterende onderscheidende factor voor de eindverbruikersprijzen in verschillende gebieden zijn dan de kosten van transmissie en distributie, maar die blijven gereguleerd.

Na 2004, wanneer de detailhandelsmarkt voor concurrentie geopend is, kan verwacht worden dat prijzen meer uiteen zullen lopen doordat verschillende leveranciers hun klantengroepen segmenteren en hun producten differentiëren. In de groene stroommarkt is dit echter al mogelijk vanaf 2002. Concurrentie is dan mogelijk zowel wat betreft de prijs van de stroom als van de groencertificaten. Dit geeft groene stroomlevering een voorsprong ten opzichte van levering van grijze stroom. Ook de vergunninghoudende leveranciers die groene stroom aanbieden kunnen op deze manier vrij concurreren op de groene stroommarkt. Voor hen geldt, dat voor het bepalen van hun maatstaf voor levering aan gebonden afnemers alle ingekochte elektriciteit meegenomen wordt, ook dat deel dat aan groene stroomklanten wordt geleverd. Hiermee wordt voorkomen dat vergunninghoudende leveranciers de stroomprijs van groene afnemers subsidiëren met die van grijze afnemers.

Prijsstrategieën

Als we de prijsstrategieën onderling vergelijken die de groene elektriciteitsleveranciers in Nederland voor 2001 hanteren, dan zien we de volgende patronen (zie ook *Inzicht Energieprijzen*). Echte Energie en Essent bieden groene elektriciteit aan tegen dezelfde prijs als die van het gereguleerde leveringstarief plus de REB. De prijzen van groene elektriciteit variëren dus per regio. Een vergelijkbare prijsstrategie wordt gevolgd door Energieconcurrent die met zijn prijs altijd 1 fct/kWh onder het leveringstarief plus REB gaat zitten. Omdat veel mensen zich niet bewust zijn van de omvang van hun elektriciteitsrekening is dit een eenvoudige manier om een goedkoper aanbod aan te prijzen. Ook bij Nuon varieert de prijs per regio, maar

Nuon vraagt juist 1,15 fct/kWh extra voor de groene stroom, onder meer vanwege het grotere aandeel zonne-energie in de groene stroom mix.

Eneco, die in haar eigen leveringsgebied een meerprijs vraagt van 0,5 fct/kWh, vraagt in alle andere regio's dezelfde prijs voor groene stroom. Deze prijs is praktisch altijd iets hoger dan het leveringstarief in het betreffende gebied. Remu hanteert eveneens een uniforme prijs voor groene elektriciteit. Deze uniforme prijs valt soms hoger en soms lager uit dan het leveringstarief in een bepaald gebied. In hoofdlijnen zijn er dus twee manieren van prijsbepaling; dezelfde prijs in heel Nederland of hetzelfde prijsverschil ten opzichte van het leveringstarief per gebied. Beiden hebben hun voordelen met betrekking tot het bieden van transparantie van het aanbod. Vanaf 2002 zal concurrentie plaatsvinden met betrekking tot de prijs voor elektriciteit en die van de groencertificaten. Het zal interessant zijn om te zien hoe verschillende stroomleveranciers hierop reageren en hun prijsstrategieën mogelijk nog zullen aanpassen.

De Europese duurzame elektriciteitsmarkt

Een voorstel voor een Richtlijn voor het stimuleren van elektriciteit uit duurzame energiebronnen op de Europese interne markt zal klaarliggen voor uiteindelijke goedkeuring bij het Europees Parlement in september 2001. De Richtlijn beoogt een toename van het aandeel van duurzame elektriciteit naar 22,1% voor de gehele EU in 2010 en stelt indicatieve doelen vast voor het aandeel van duurzame elektriciteit per lidstaat. Lidstaten worden vrij gelaten om zelf het beleid te bepalen dat zij geschikt vinden om hun doel te bereiken. Voorbeelden van opties zijn een systeem van vaste vergoedingen voor invoeding in het net (Duitsland en Spanje) of een groencertificatensysteem met een consumptie- of productieplichting (Denemarken en het Verenigd Koninkrijk). Vier jaar na het invoeren van de Richtlijn zal de Commissie een onderzoek instellen naar de co-existentie en mogelijke conflicten tussen de verschillende stimuleringsregelingen in de lidstaten. Gebaseerd op de uitkomsten van dit onderzoek zal de Commissie voorstellen de harmonisatie van stimuleringsregelingen in de EU te ontwikkelen. Om investeerders voldoende zekerheid te verschaffen zullen de lidstaten vervolgens zeven jaar de tijd hebben om hun stimuleringsregelingen aan te passen aan de harmoniseringsstandaard. De totale tijd die nodig is om tot één geharmoniseerde Europese markt voor duurzame elektriciteit te komen is derhalve nog minstens 11 jaar. Desalniettemin vindt internationale handel in duurzame elektriciteit reeds plaats en zal waarschijnlijk nog toenemen. De elektriciteitsindustrie in de EU heeft de voordelen van internationale handel in groencertificaten erkend en heeft de RECS organisatie (Renewable Energy Certification System) opgezet om de introductie van een systeem van groencertificaten in de EU te bespoedigen. Bovendien heeft het in 2001 een testfase opgestart van handel tussen de deelnemende landen. Dit initiatief zou een voorloper kunnen zijn voor een geharmoniseerd EU groencertificatensysteem.

Problemen met internationale handel in duurzame elektriciteit

De REB-ontheffing voor duurzame elektriciteit en de productiesubsidie uit REB-gelden zijn bepalend voor de minimum marktwaarde voor groencertificaten in Nederland. In andere landen wordt de marktwaarde bepaald door vergelijkbare belastingmaatregelen, of bijvoorbeeld door een verplichting om een bepaalde hoeveelheid duurzame elektriciteit te produceren of te consumeren, met een hieraan verbonden boete indien niet aan de verplichting wordt voldaan. Omdat in Nederland de REB plus productiesubsidie hoger is dan de marktwaarde van duurzame elektriciteit in andere landen, nodigt dit uit tot export van duurzame elektriciteit naar Nederland. De in verhouding relatief lage kosten voor grensover-

schrijdend elektriciteitstransport vormen geen belemmering voor deze export. Bovendien wordt op middellange termijn verwacht dat de transportkosten nog verder zullen dalen gezien de gezamenlijke inspanningen van landelijke netbeheerders en toezichthouders in de EU-landen om naar een geharmoniseerd systeem voor internationale tarifiering te streven voor de hele Europese Unie.

Om de gevolgen van de snel naderende binnenlandse aanbodbeperking af te wenden hebben de meeste groene stroomleveranciers grote volumes aan importcontracten zeker gesteld. De productiesubsidie die uit de REB-opbrengsten wordt betaald is ook van toepassing op geïmporteerde groene elektriciteit. Met de toename van de import van duurzaam geproduceerde elektriciteit vloeit een steeds groter bedrag aan belastinggeld naar buitenlandse projecten. Dit hoeft echter niet te leiden tot toenemend aanbod van groene stroom in andere Europese landen. Bestaande installaties in het buitenland kunnen er de voorkeur aan geven aan de Nederlandse markt te leveren in plaats van gebruik te maken van de stimuleringsregelingen in eigen land. Ze kunnen zelfs beslissen om een boete te accepteren voor het niet voldoen aan de binnenlandse aanbodverplichtingen, om vervolgens de groene stroom aan te bieden op de Nederlandse groene elektriciteitsmarkt en toch nog een hogere winst behalen. De additionaliteit van het aanbod van duurzame energie als gevolg van de Nederlandse REB-regulering is derhalve twijfelachtig. De Nederlandse overheid heeft dit probleem erkend, en heeft bij het indienen van de regels voor het groencertificatensysteem afgezien van het uitgeven van groencertificaten aan buitenlandse import van duurzame elektriciteit gedurende de eerste fase van de opening van de groene elektriciteitsmarkt. Desondanks komt import op basis van de afgesloten importcontracten toch in aanmerking voor de productsubsidie en de REB-ontheffing. De Wet belastingen op milieugrondslag bepaalt immers dat op basis van contracten zowel productiesubsidie als REB-ontheffing moet worden verleend. Het ministerie van Economische Zaken studeert nu op een wijze waarop enerzijds kan worden voldaan aan de doelstellingen van het Nederlandse duurzame energiebeleid en anderzijds een uitstroom van belastinggeld wordt voorkomen. Tegelijkertijd dient daarbij rekening te worden gehouden met EU-regulering die discriminatie van buitenlandse bronnen van duurzame elektriciteit verbiedt en dient op de langere termijn aansluiting te worden gezocht bij de toenemende harmonisatie van groene elektriciteitsmarkten in de EU als gevolg van het in werking treden van de EU-richtlijn voor duurzame energie.

Prijsontwikkelingen van duurzame energie in Nederland

Uit het bovenstaande kan worden geconcludeerd dat de prijsontwikkeling van groene elektriciteit afhankelijk is van een aantal onzekerheden die voortkomen uit de beleids- en reguleringscontext waarin groene elektriciteitsmarkten ontwikkeld worden. Op de korte termijn leidt prijsregulering van gebonden klanten en de gefaseerde vrijmaking van de detailhandelsmarkt tot prijsverschillen voor groene stroom. Op middellange termijn worden de belangrijkste onzekerheden veroorzaakt door de ontwikkeling van stimuleringsregelingen voor duurzame energie in de EU-lidstaten en de wijze waarop de groene elektriciteitsmarkt in de EU zal worden geharmoniseerd. Wanneer rond 2010 een geharmoniseerde markt voor groene elektriciteit ontstaat op basis van een groencertificaten systeem zonder dat sprake is van handelsversturende subsidies en andere stimuleringsregelingen, kan een uniforme prijs voor groencertificaten ontstaan in de hele Europese Unie. Uitgaande van nu bekende potentiële voor duurzame energie en kosten van duurzame energietechnologie, kan berekend worden dat de marktprijs voor groencertificaten ongeveer 6 €/t/kWh zal bedragen. Deze schatting geeft een redelijke

referentiewaarde voor investeerders en groene stroomleveranciers om hun strategieën op af te stemmen. Op de korte termijn staan leveranciers voor de enorme uitdaging om snel een winstgevende groene elektriciteitsmarkt te ontwikkelen en daarbij onder hoogst dynamische omstandigheden het vertrouwen van de klant te behouden.

Het nieuwe gezicht van de bestaande energiebedrijven

Concurrentie tussen energieleveranciers op de consumentenmarkt zal sterk verschillen van die op de zakelijke markt. De huidige energiebedrijven zullen een nieuwe relatie moeten opbouwen met de consument, die gebaseerd is op andere argumenten dan die van het traditionele energiebedrijf. Daarbij zal het leveren van energie niet langer het alleenrecht zijn van de bestaande energiebedrijven. Om de concurrentie het hoofd te bieden kunnen energiebedrijven kiezen uit verschillende strategieën, waarbij differentiatie, eigen identiteit en nieuwe verkoopkanalen een belangrijke rol spelen. Doordat in 2001 de markt voor groene stroom vrij is geworden, is al iets waarneembaar van het nieuwe gezicht van, met name, de bestaande grotere Nederlandse energieleveranciers.

De gevolgen van de liberalisering

Tot nu toe beperken de effecten van de liberalisering zich tot de energiesector zelf of de grootzakelijke markt. De dynamiek in de transitiefase is echter groot en de belangstelling enorm, zeker in vergelijking met de aandacht die de nutsbedrijven ten deel viel voor er sprake was van liberalisering. Voor de gewone consument is het echter nog altijd een 'ver van mijn bed' exercitie. Op 1 januari 2004 zal er verandering in deze situatie komen als ook de kleinverbruikers de vrijheid krijgen om hun eigen energieleverancier te kiezen. Al eerder, vanaf 1 juli 2001, is de markt voor groene stroom vrij voor alle verbruikers. Energiebedrijven kunnen hierdoor alvast ervaring opdoen met de vereiste vaardigheden op een vrije consumentenmarkt. Energiebedrijven zijn gestart met reclamecampagnes die hun toekomstige ambities op de consumentenmarkt moeten ondersteunen: een handige windmolenboer presenteert Nuon als kennisleider op het gebied van duurzame energie, bijdehante kinderen van de Essent-familie kleden het 'alles voor en rondom het huis' concept aan en een schoonheid voor een fraai woestijndecor kondigt 'andere tijden' aan namens Eneco. Het zijn slechts voorboden van wat de consument te wachten staat.

Een voortdurende segmentatie

Momenteel is de klantenbasis van de Nederlandse energiebedrijven regionaal opgedeeld. Nadat de markt vrij is zal er een verschuiving plaatsvinden naar een indeling op benefits (gemeenschappelijke fysieke behoefte) of doelsegmenten (gemeenschappelijke psychologische behoefte). Hierbij zal een deel van de huidige klantenbasis verloren gaan. Deze klanten vertegenwoordigen echter niet allemaal dezelfde waarde. Sommigen zijn bijvoorbeeld eerder bereid een prijsopslag te betalen, moeilijker terug te winnen of staan meer open voor additionele producten en diensten. Belangrijk voor het behoud van een gezonde markt is dat energiebedrijven niet tegen elke prijs hun klantenbasis willen maximaliseren. Een dergelijke defensieve strategie zal de aantrekkelijkheid van de markt sterk reduceren. Door geen duidelijke keus te maken worden energiebedrijven kwetsbaar voor toetreders die dat wel doen. De traditionele energiebedrijven zullen op de vrije markt een proactieve rol moeten innemen om ervoor te zorgen dat zij een klantenbestand overhouden dat bestaat uit loyale, tevreden en zeker niet uit onverschillige klanten. Hierbij optimaliseren zij de waarde middels differentiatie van producten en diensten en richten zich niet op de laagste maar op de meest relevante prijs.

De kunst om te differentiëren

Een nadeel van de producten gas en elektriciteit is dat het uniforme kwaliteitskenmerken heeft, het is een commodity. De verkoop van energie alleen zal al snel

leiden tot een prijzenoorlog waardoor de noodzaak om een defensieve strategie te voeren toeneemt. De winstmarges zullen in een dergelijk scenario versralen en procesinnovatie dwingt energiebedrijven in een versneld tempo naar schaalgrootte te streven. In theorie kan er maar één de goedkoopste zijn en indien meerdere aanbieders naar deze positie streven loopt de bedrijfstak het risico onaantrekkelijk te worden. De energiebedrijven zijn het erover eens dat er geen waarde zit in de verkoop van energie alleen. En prijskopers, het dynamische segment van de kleinverbruikers, zijn niet loyaal. In hoofdlijnen zijn er twee manieren om het commodity-imago van energie te doorbreken. De eerste is een intrinsieke differentiatie en heeft betrekking op de wijze waarop de energie wordt geproduceerd. In de toekomst kan er bijvoorbeeld een labelsysteem ontstaan op basis waarvan de herkomst van elektriciteit kan worden achterhaald. Hierdoor nemen de mogelijkheden toe om het product te differentiëren. Met het apart verkopen van duurzaam opgewekte elektriciteit bestaat al enige jaren ervaring en, sinds de volledige vrijmaking van deze deelmarkt, proberen energiebedrijven zich te onderscheiden door de verschillen in herkomst van groene stroom te benadrukken. Uit de recente cijfers van de verschillende groenproducten blijkt dat groene stroom door de klanten extra wordt gewaardeerd. Een tweede manier om het product te differentiëren is bundeling. Een energiebedrijf kan energie in combinatie met andere producten en diensten aanbieden (omzetvergroting door productverbreding). Om die reden voeren sommige energiebedrijven een multi-utility strategie.

Essent

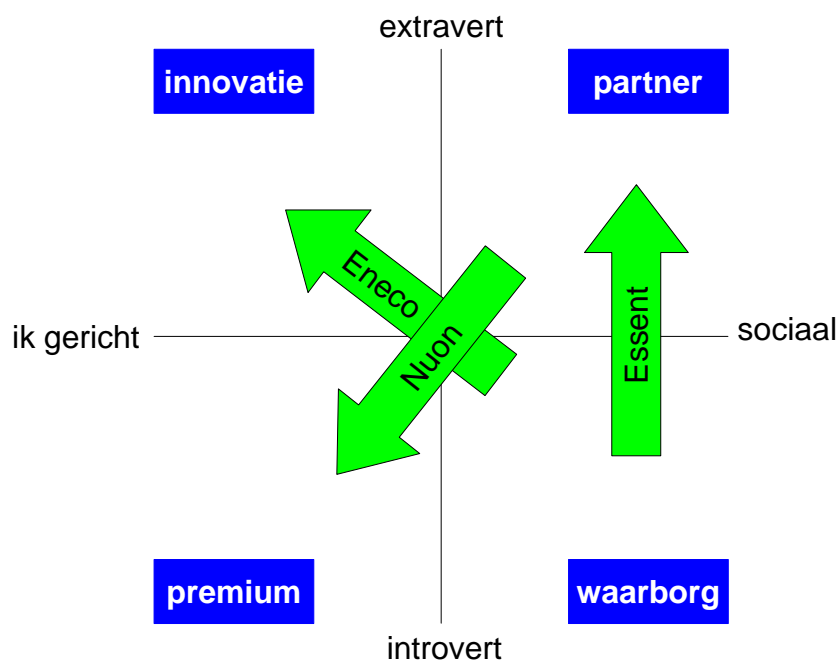
Essent, de grootste Nederlandse energieaanbieder, voert een brede multi-utility strategie. Het bedrijf integreert naast elektriciteit, warmte en gas ook afvalverwerking en informatiediensten in zijn producten- en dienstenpakket. De kern van het nieuw gevormde retailbedrijf van Essent wordt gevormd door de leveringsbedrijven van Essent samen met de serviceorganisatie Inhome. Het energiebedrijf biedt een scala van producten en diensten aan met als verbindend thema 'ontzorging in en rondom het huis of het kantoor'. Essent heeft installatiebedrijven overgenomen om het contact met de klant te intensiveren en meer uit de anonimiteit te kunnen treden. Op deze manier probeert Essent meer loyaliteit op de kleinverbruikersmarkt te genereren; een strategie die generaliseerbaar is naar de (klein)zakelijke markt. Essent heeft in Duitsland energiebedrijven met een vergelijkbare strategie (brede multi-utility) geacquireerd. Dit sluit aan bij de strategie 'focus en groei' van Essent, wat betekent dat het bedrijf zijn groei vooral in de breedte (schaalgrootte) zoekt.

Het lijkt aannemelijk dat de rol van de bestaande energiebedrijven met een retailstrategie op een vrije markt sterk zal af hangen van de mate waarin zij erin slagen het product energie te differentiëren. Indien nieuwe toetreders ook op de retailmarkt op basis van de prijs concurreren dan zal de marktstructuur in het nadeel van de traditionele energiebedrijven veranderen omdat zij juist sterk zijn in het leveren van energiediensten en het aanbieden van multi-utility concepten. De huidige energieleveranciers denken verschillend over hoe de relatie met de kleinverbruiker op een vrije markt het beste vorm kan worden gegeven en welke retailstrategie daarbij het beste aansluit. De kaders bieden een overzicht van de strategieën van de drie grootste energieaanbieders Essent, Nuon en Eneco. Tot nog toe zijn zij de enigen die hun retailstrategie ondersteunen met een landelijke campagne.

Rol van marketing op de kleinverbruikersmarkt

De kleinverbruiker is minder rationeel in zijn aankoopbeslissingen. Op de kleinverbruikersmarkt is er dan ook een belangrijke rol weggelegd voor marketing. Het creëren van een sterk merk is een belangrijk wapen in de strijd tegen branchevreemde retailers. Er kan een meerwaarde aan het product worden toegevoegd door er associaties aan te koppelen. Niet producten maar percepties concurreren. In de retailbranche zal er een sterke segmentatie plaatsvinden. De verschillende positioneringen van de energiebedrijven zijn geplot in het Brand Strategie Research-grid (BSR-grid) in figuur 2.15. De waarden die op de X-as staan zijn 'ik gericht' (energie is een functioneel hulpmiddel) en 'sociaal' (energie is een middel tot ontspanning, warme sfeer). De Y-as begint met de waarde 'extravert' (energie is een basis voor leven, genieten en plezier) en eindigt onderaan met 'introvert' (energie is de basis voor overleven, noodzaak).

Nuon lijkt zich te positioneren als een 'premium brand' waarbij zij de Mercedes onder de energieleveranciers wil zijn. Met een product- en kennisleiderschap op het gebied van duurzame energie probeert Nuon het commodity-imago te doorbreken. Het dynamische aspect van groene energie past beter bij een positionering als 'innovator'. Essent wil een vertrouwensrelatie opbouwen met haar klanten met als doel een 'partnership' op te bouwen. Als partner van haar klanten wil Essent een verlengstuk van het huishouden zijn waarbij het de klanten zorgen ontnaemt en oplossingen aanbiedt. De producten en diensten van Essent moeten warmte en gezelligheid in het gezinsleven brengen.



Figuur 2.15 Positionering van de drie grote Nederlandse energieleveranciers in de Brand Strategie Research-grid (BSR-grid)

Nuon

Nuon zet in op een smalle multi-utility strategie omdat afvalverwerking en kabeldiensten als speerpunten ontbreken. Nuon heeft zijn kabeldiensten afgestoten omdat het erg veel investeringen vereist, zowel financieel als in 'human capital', om in de nabijheid van een 'single player' te presteren. De acquisities van branchevreemde bedrijven, met andere kerncompetenties dan Nuon zelf, verraden dat Nuon zijn groeistrategie meer in de diepte zoekt. Op basis van zijn 'stakeholders-filosofie' wil Nuon evenwicht zien te vinden in de belangen van vier interacterende groepen: de klanten, aandeelhouder, werknemers en de maatschappij. Bij het laatstgenoemde speelt het milieu een zeer belangrijke rol, hetgeen tot uiting komt in de ambitie om product- en kennisleider op het gebied van duurzame energie te zijn. Nuon heeft 'home care' concepten ontwikkeld. Daarbij investeert Nuon in het intensiveren van de relatie met de kleinverbruiker door de acquisitie van installatiebedrijven met een landelijk dekkend servicenetwerk en een landelijke service en onderhoudsketen voor woningen. Dergelijke netwerken openen tevens een portaal naar nieuwe klanten. Nuon wil zich tevens onderscheiden als leverancier van geïntegreerde waterketenoplossingen aan bedrijven en overheden.

Eneco denkt dat een energiebedrijf maar op één gebied kan excelleren en kiest daarom voor energie als basisproduct. Voorlopig kiest Eneco voor functionaliteit (energie zonder toeters en bellen) hetgeen past bij een waarborgpositionering. Gelet op de laatste reclamecampagne ('andere tijden') is het goed mogelijk dat deze positionering in de toekomst meer naar een innovatorpositionering zal neigen.

Nieuwe producten en diensten

De grote energiebedrijven bevinden zich in een fase waarin zij proactief werken aan een raamwerk om nieuwe diensten en producten te kunnen ontwikkelen voor de toekomst. Nuon en Essent voeren beiden een multi-utility strategie die zij zien als een manier om een winstgevend continue groei te bereiken. Op de kleinverbruikersmarkt vertalen zij deze strategie in allerlei producten en diensten die 'ontzorging' en gemak in en rondom het huis als thema hebben. Zij bouwen voort op het betrouwbare imago dat zij als nutsbedrijf hebben opgebouwd. Het behouden of vergroten van vertrouwen is heel belangrijk om de relatie met de klant te verstevigen. Zowel Nuon als Essent hebben in dit kader acquisities gepleegd of een belang genomen in installatiebedrijven. Dat maakt het winnen van nieuwe klanten of het genereren van loyaliteit bij bestaande klanten makkelijker.

Eneco

Het derde energiebedrijf van Nederland, Eneco, ziet niets in een multi-utility strategie. Het heeft zijn kabeldiensten en telecomactiviteiten verkocht en ook uit de combinatie met waterlevering ziet het energiebedrijf geen synergie ontstaan. In 2000 is Eneco erg gericht geweest op een nationale consolidatie door middel van fusies en overnames. Eneco is als laatste energiebedrijf van start gegaan met een reclamecampagne waaruit blijkt dat het energiebedrijf tevens inzet op de retailmarkt. Energie 'zonder toeters en bellen' tegen een redelijke prijs sluit aan bij de kerncompetentie die Eneco heeft opgebouwd in het 'business-to-business' segment.

De energiebedrijven onderzoeken de mogelijkheden voor het leveren van diensten met een toegevoegde waarde. Genoemd worden in dit kader communicatiegerelateerde diensten en informatiemanagement (beveiligingsdiensten, financiering en energiemanagement). Het criterium hierbij is dat de consument het merk altijd op een consistente manier ervaart. In een latere fase kan 'cross-selling' van producten

of diensten (afkomstig uit branches met zwakke merken) een extra waardecreatie betekenen. Het succes van 'cross-selling' hangt tevens af van de mate waarin de energiebedrijven er zelf in zal slagen een sterk merk neer te zetten. In de praktijk zal moeten blijken of energieleveranciers met een retailstrategie gelijke toegang tot 'brand magic' hebben als bestaande retailers. Is dat niet het geval dan lopen zij het risico dat branchevreemde retailers aan het langste eind trekken. Bestaande energiebedrijven met de ambitie om retailer te worden moeten dus samen de markt maken.

Remu, dat is overgenomen door het Spaanse Endesa, vreest dat een energiebedrijf op de kleinverbruikersmarkt al snel tot defensief handelen wordt gedwongen hetgeen meer kosten dan voordelen oplevert. Energie is geen product en in energie 'sec' zit geen waarde. Daarom ziet Remu voor het ontwikkelen van nieuwe producten meer in de samenwerking met bedrijven buiten de energiebranche. Remu denkt dat een dergelijke samenwerking of alliantie meer waarde zal creëren. Branchevreemde retailers hebben meer ervaring met het voeren van een concurrentiestrijd op de retailmarkt. Het backoffice-gedeelte wordt in deze opzet verzorgd door het energiebedrijf. De markt beslist bij dit concept, met minder afbraakrisico, welke nieuwe producten het toekomstbeeld gaan bepalen.

Eneco's focus op energie is gevoelig voor prijsconcurrentie waardoor procesinnovatie belangrijker wordt en de marges onder druk komen te staan. Eneco geeft tevens aan dat nieuwe producten mogelijk liggen in het ondersteunen van branchevreemde initiatieven: via internet, de ANWB, verzekeraars en supermarkten. Eneco heeft momenteel een participatie in een spaaractie (Air Miles) om de loyaliteit van bestaande klanten te winnen of nieuwe klanten veroveren. Eneco geeft aan tevens in te zetten op nieuwe advies- en besparingsdiensten. Hoewel er dikwijls voordelen met energiediensten te behalen zijn, blijkt uit buitenlands onderzoek dat kleinverbruikers zich vaak blind te staren op de prijsvoordelen die met energie-inkoop te behalen zijn. Daarnaast blijken zij besparingsdiensten en energielevering in één pakket niet logisch te vinden.

Liberaliseringstempo

De ooit voorziene 'prime mover advantages' door de Nederlandse energiemarkt volledig en eerder te liberaliseren dan onze buurlanden zijn niet gerealiseerd. Nederlandse energiebedrijven hebben hun concurrentiepositie ten opzichte van buitenlandse spelers niet kunnen verbeteren. Sterker nog: het verschil met de belangrijkste buitenlandse energiebedrijven lijkt alleen maar groter geworden. De versnelde liberalisering van begin 2007 naar begin 2004 is mede ingegeven door het besef dat de achterstand met het buitenland (met name Engeland, Duitsland en Scandinavië) wel eens groter kon worden. Gebleken is dat de effecten van een versnelde liberalisering leiden tot een proactieve houding van de huidige energiebedrijven en helpen bedrijfsprocessen te rationaliseren. De nieuwe bedrijfsstrategie wordt versneld uitgevoerd. Dat maakt de Nederlandse energiebedrijven scherper ten opzichte van buitenlandse energiebedrijven die al gewend zijn op de vrije markt te concurreren. Het leerproces komt alleen maar op gang door feitelijk op een geliberaliseerde markt aan de slag te gaan en in het oorspronkelijke liberaliseringstempo zou ook de voorbereiding op een vrije markt later zijn gestart. Het is mogelijk dat de krachtsverschillen tussen de Nederlandse en buitenlandse energiebedrijven met name op de zakelijke markt spelen. Een mogelijk concurrentievoordeel van de Nederlandse energieleveranciers is de vertrouwensrelatie die de kleinverbruikers door de jaren heen hebben opgebouwd met hun bestaande leverancier. Zij zouden daar bij hun positionering van kunnen profiteren.

Toetreders

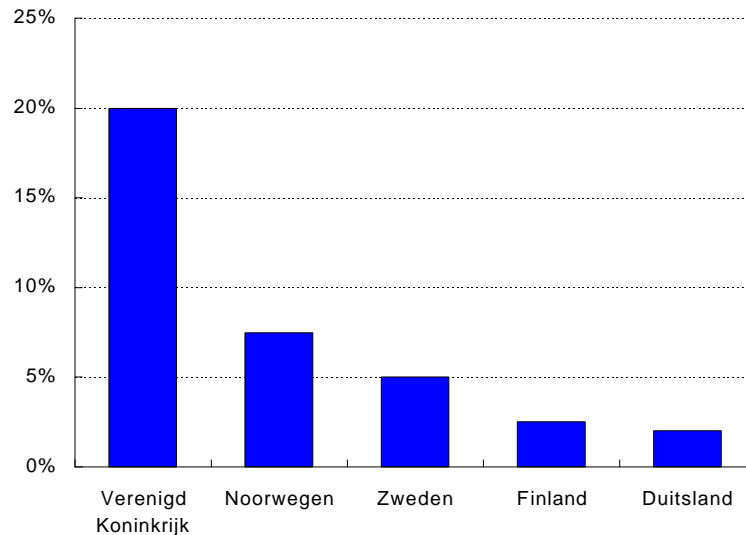
Op de kleinverbruikersmarkt hebben grote buitenlandse energieaanbieders dezelfde tekortkomingen als hun Nederlandse equivalenten. De verwachting is daarom dat sommige branchevreemde organisaties beter toegerust zijn om als retailer op de Nederlandse kleinverbruikersmarkt actief te worden dan grote buitenlandse energiebedrijven. Branchevreemde toetreders kunnen echter andere motieven hebben dan winstmaximalisatie en daardoor beter in staat zijn op prijs te concurreren. Zij zien energie wellicht als middel om het contact met hun klantenkring te intensiveren of als opstap naar nieuwe klanten.

Nieuwe verkoopkanalen

Bij het opzetten van nieuwe verkoopkanalen vormen de drijfveren gemak, genot en gewin belangrijke criteria. In het buitenland worden consumenten dan ook op alle mogelijke manieren bestookt: via supermarkten, verzendhuizen, allerlei winkels, installateurs, tankstations, deur-tot-deur verkopen, etc. Een bijzondere plaats is echter ingeruimd voor de toenemende rol die Internet speelt. Niet alleen worden er tal van nieuwe producten geïntroduceerd (bijvoorbeeld om het veranderen van aanbieder te vergemakkelijken) maar ook kan Internet de transparantie van de markt vergroten waardoor de concurrentie kan worden aangescherpt. Puur virtuele energiebedrijven worden echter niet door de bestaande energieleveranciers als een bedreiging gezien omdat er te weinig waarde zit in de verkoop van alleen energie. Bovendien is het concept vrij eenvoudig te kopiëren als er geen uitgekende strategie aan ten grondslag ligt.

Mobiliteitsverwachtingen

Uit de mobiliteitsratio's van verschillende landen die qua liberalisering voorlopen op Nederland blijkt dat kleinverbruikers niet snel geneigd zijn om over te stappen. Alleen in het Verenigd Koninkrijk is sprake van een redelijk aantal afnemers dat van leverancier is gewisseld (zie figuur 2.16). In andere landen, waar de kleinverbruikersmarkt vrij is, zijn de aantallen 'switchers' nog beperkt, maar wel stijgende. De vraag is of deze gegevens generaliseerbaar zijn naar de Nederlandse markt aangezien het switchproces in het buitenland in de meeste gevallen niet efficiënt is uitgewerkt. Overleg in het Platform Versnelling Energieliberatisering (PVE) tussen overheid, energiebranche en afnemersvertegenwoordigers over het goed laten functioneren van de vrije energiemarkt, kan leiden tot een goede set van afspraken tussen de betrokken partijen. Hierdoor zullen de Nederlandse kleinverbruikers mogelijk makkelijker van aanbieder kunnen veranderen. Desalniettemin verwacht het merendeel van de energiebedrijven dat de mobiliteit op de Nederlandse kleinverbruikersmarkt gering zal zijn. Uit ervaringen in het buitenland blijkt tevens dat er aanzienlijke investeringen zijn gemoeid met het binnenhalen van nieuwe klanten. Kleinverbruikers blijken sneller geneigd te zijn van aanbieder te veranderen als er een significant prijsvoordeel te behalen valt. In Duitsland heeft dat in het begin van de liberalisering geleid tot defensief handelen van de energiebedrijven waardoor de winstmarge van de bedrijfstak in zijn geheel verslechterde.



Figuur 2.16 Mobiliteit op elektriciteitsmarkten in het buitenland in 1999 als percentage van het totaal aantal afnemers

Winstverwachtingen

Nederlandse energiebedrijven lijken niet of nauwelijks bereid om prijsconcurrentie in te zetten teneinde marktaandeel te kunnen behouden. De energiebedrijven verwachten wel winst te kunnen halen op de kleinverbruikersmarkt maar de marge zal klein zijn. De winst zal worden gehaald op de verpakking (differentiatie). Daarnaast zijn de kosten van marketing hoog waardoor ook de winst extra onder druk komt te staan. Veel van de huidige energiebedrijven voorzien de komst van nieuwe aanbieders, waaronder veel prijsvechters, die de marges onder druk zullen houden.

Schaalgrootte

De grote Nederlandse energiebedrijven achten een opschaling noodzakelijk om te overleven op de Europese markt. De minimale klantenbasis die daarvoor nodig is wordt gemiddeld geschat op zeven miljoen aansluitingen. Nederlandse energiebedrijven denken dat in heel Europa maar ruimte is voor negen grote energieaanbieders, waarbij zij niet de illusie koesteren dat daar één uitsluitend Nederlandse partij bij zal zijn. Schaalgrootte biedt een basis voor de ontwikkeling en invoer van nieuwe producten en diensten. Het is makkelijker benodigde kerncompetenties te ontwikkelen en de kosten kunnen over meer klanten worden uitgesmeerd. De Nederlandse energiebedrijven onderkennen dit en geven, afhankelijk van de mate waarin zij belang hechten aan een eigen identiteit, invulling aan de op termijn noodzakelijk geachte opschaling.

Eigen identiteit

Het behouden van een eigen identiteit in het Europese marktgeweld is een belangrijk streven van Nuon en Essent. Beiden willen een grotere omvang omdat het dan makkelijker is bij een eventuele overname een sterke positie in te nemen. Zij willen graag invloed op hun toekomst blijven uitoefenen. Nuon denkt meer in de richting van fusie met een bedrijf, dat op voor Nuon belangrijke issues een vergelijkbare bedrijfsfilosofie heeft. Hierbij is het niet noodzakelijk dat Nuon de controle krijgt als het maar niet gecontroleerd wordt. Een fusie met twee partijen waarin niemand de meerderheid heeft zou Nuon in dit kader goed passen. Essent overweegt een beursgang om de gewenste schaalgrootte te verkrijgen. Essent denkt echter niet in de huidige vorm en omvang op de langere termijn te kunnen overleven. Samenwerking met andere bedrijven is daartoe absoluut noodzakelijk.

Eneco vindt een eigen identiteit minder belangrijk. Eneco is op zoek naar een buitenlandse partner die aan een aantal voorwaarden moet voldoen. Een belangrijke voorwaarde is dat de wijze van besturing door de overnamekandidaat Eneco een redelijke mate van zelfstandigheid laat. De nationale consolidatie vergroot de kansen van Eneco op een relatief zelfstandige positie.

De volgende generatie energiebedrijven

Wat moeten de huidige Nederlandse energiebedrijven nu ondernemen om bij de volgende generatie energiebedrijven te behoren? De kerncompetenties die zij moeten ontwikkelen hangen samen met de strategische richting die zij kiezen. Als zij ervoor kiezen als zelfstandige retailer verder te gaan zullen zij naar verwachting een intensieve concurrentie aan moeten gaan met een veelheid van partijen die vanuit verschillende hoeken zullen opduiken en de witte ruimten tussen verschillende bedrijfstakken zullen gebruiken om nieuwe producten op de markt te zetten. Energiebedrijven die hun positie als retailer op de kleinverbruikersmarkt willen voortzetten zullen er voor moeten zorgen dat de consument het logisch vindt om bij hun type bedrijf in te kopen. Consistentie kan worden bereikt door thema's als ontzorging, betrouwbaarheid of veiligheid uit te werken teneinde een sterk merk te creëren. Indien de energiebedrijven erin slagen inderdaad een sterk merk neer te zetten, bijvoorbeeld rond een multi-utility concept, dan kan de volgende stap het uitbreiden van het producten- en dienstenpakket met branchevreemde producten (cross-selling) zijn. Daarbij zullen zij ervoor moeten waken dat een nieuw product het merk of de positionering ondermijnt.

Als alternatief kunnen energiebedrijven ervoor kiezen uit te groeien tot een dienstverlenende organisatie die de afrekening en de levering van energie voor zijn rekening neemt in een ondersteunende rol (back-office). Door het beste uit twee verschillende bedrijfstakken te combineren kunnen hieruit ijzersterke nieuwe concepten ontstaan.

TECHNOLOGIEKEUZE EN MILIEUGEVOLGEN

De energiesector is een kapitaalsintensieve bedrijfstak. De liberalisering van energiemarkten heeft een sterke invloed op de wijze waarop investeringsbeslissingen worden genomen. Dit geldt voor vervanging en uitbreiding van installaties en systemen, maar nog sterker voor investeringen in nieuwe energietechnologie. Technologische veranderingen in de energievoorziening komen voort uit het streven naar een lagere milieubelasting - met name reducties van broeikasgassen - en het vergroten van inzet van duurzame energiebronnen.

Maatregelen om de milieueffecten van energieproductie te beperken hebben een toenemende invloed op de prijs van de geproduceerde energie. De introductie van handel in emissiereducties (NO_x, CO₂) zal de reductiekosten beperken en de keuze voor de te gebruiken technologieën mede bepalen.

De toenemende vraag naar vormen van groene energie stimuleert de ontwikkeling van duurzame energietechnologie. Voor Nederland zijn wind en biomassa de belangrijkste duurzame energiebronnen. Dit derde deel van *Energie Markt Trends 2001* biedt inzicht in de verwachte ontwikkelingen ten aanzien van twee van deze duurzame energietechnologieën: windturbines op zee en het gebruik van biomassa in kolencentrales. Daaraan voorafgaand wordt een overzicht gegeven over het gebruik van technologieën voor energieproductie op de Nederlandse energiemarkt en in landen om ons heen, met daarnaast een overzicht van de milieueffecten van de energieproductie.

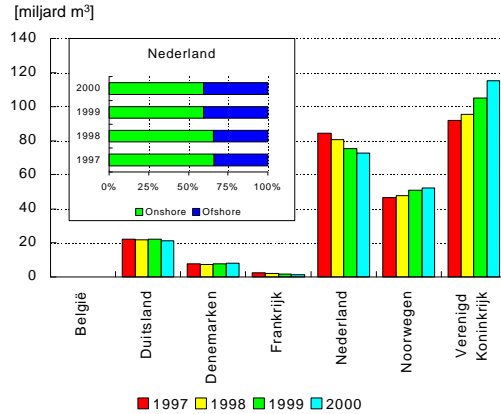
Gasproductie

Nederland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk zijn de belangrijkste aardgasproducerende landen in West Europa. Figuur 3.1 laat zien dat de gasproductie in Denemarken, Duitsland en Frankrijk veel lager ligt en dat in België in het geheel geen aardgas wordt gewonnen. De gasproductie in Nederland vertoont een sterke daling. Mede als gevolg van de liberalisering van de energiemarkt wordt in Nederland meer gas geïmporteerd en, vanwege hoge prijzen, minder gas ingezet voor de elektriciteitsproductie. De inzet in figuur 3.1 laat zien dat het deel van het Nederlandse aardgas dat op land wordt geproduceerd afneemt. De gasproductie van Denemarken, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk vindt vrijwel geheel op de Noordzee plaats; de gasproductie in Duitsland en Frankrijk voornamelijk op land.

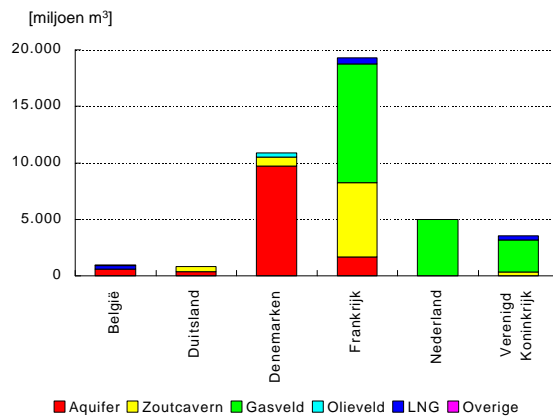
Gasopslag

Landen met een geringe gasproductie, zoals Duitsland en Frankrijk, gebruiken gasopslag om seizoensfluctuaties in de gasafzet op te vangen. In Nederland wordt gasopslag gebruikt om de gasproductie uit kleine gasvelden te optimaliseren en gas te kunnen leveren bij extreem koud weer. De seizoensvraag kan hier voor een belangrijk deel worden opgevangen met gasproductie uit Groningse gasvelden. De meeste gasopslag vindt plaats in de ondergrond: in oude gas- en olievelden of in zoutcaverns en aquifers die voor gasopslag geschikt worden gemaakt. Wanneer aardgas in vloeibare vorm (LNG) bovengronds wordt opgeslagen bestaat ook de mogelijkheid aardgas per schip aan te voeren. Dit gebeurt onder meer in België en het Verenigd Koninkrijk.

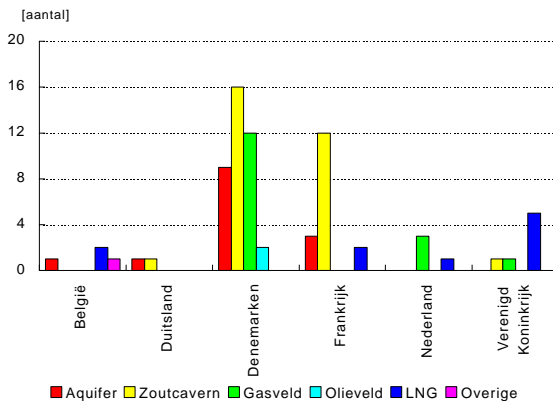
Figuur 3.2 toont de opslagcapaciteit van verschillende typen gasopslag in Nederland en de ons omringende landen. Figuur 3.3 laat het aantal opslaginstallaties zien dat van elk type gasopslag in de betreffende landen aanwezig is. Wanneer de opslagcapaciteit (miljoen m³) wordt gedeeld door de maximale leveringscapaciteit van de gasopslag (miljoen m³/dag), ontstaat een indruk van het aantal dagen



Figuur 3.1 Aardgasproductie in Nederland en omliggende landen



Figuur 3.2 Capaciteit van gasopslag in Nederland en omringende landen in 2000 naar type



Figuur 3.3 Aantal opslaginstallaties voor aardgas naar type

dat verschillende typen gasopslag in de diverse landen gemiddeld kunnen worden ingezet (zie figuur 3.4).

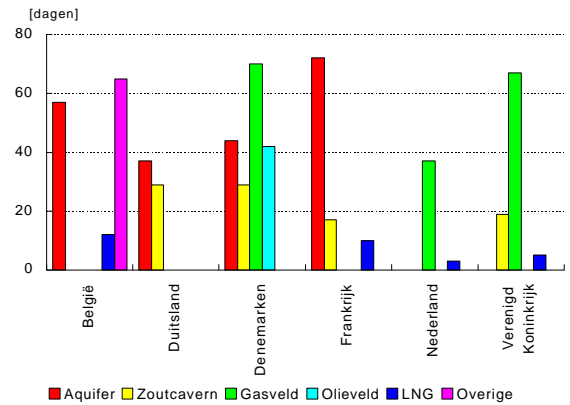
In een geliberaliseerde gasmarkt wordt de opslagcapaciteit voor aardgas toegankelijk voor derden. Door buiten het stookseizoen gas te kopen en te leveren op momenten van grote gasvraag, is gasopslag een interessante optie voor gashandelaren.

Elektriciteitsproductie

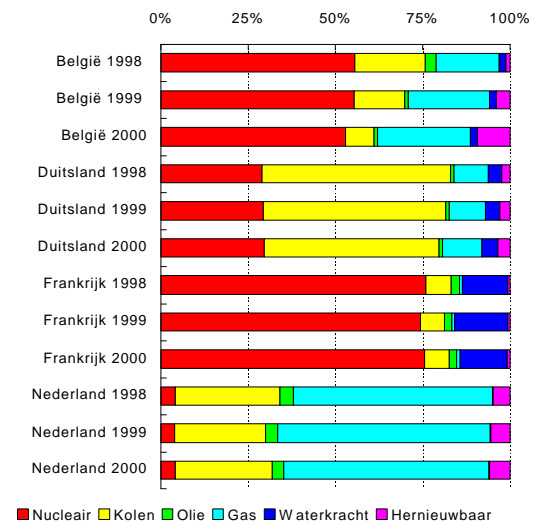
De manier waarop elektriciteit wordt opgewekt, verschilt per land. Dit hangt onder meer samen met de brandstoffen die in het land beschikbaar zijn of relatief eenvoudig kunnen worden aangevoerd. Figuur 3.5 toont de brandstofmix die gebruikt is bij de productie van elektriciteit in Nederland, Duitsland, België en Frankrijk in drie achtereenvolgende jaren. In Frankrijk en België wordt de elektriciteitsproductie gedomineerd door kerncentrales. Ook in Duitsland spelen kerncentrales een belangrijke rol, naast elektriciteitsproductie uit kolen. In Nederland is gas, naast kolen, de belangrijkste brandstof waaruit elektriciteit wordt geproduceerd. De verschuivingen in de brandstofinzet in opeenvolgende jaren is over het algemeen gering. Voor een sterke verandering in de brandstofmix zijn vaak nieuwe centrales nodig, hetgeen niet van het ene op het andere jaar gerealiseerd kan worden. De verschuivingen die in figuur 3.5 zichtbaar zijn, met name tussen kolen en gas, zijn veroorzaakt door een combinatie van fluctuaties in brandstofprijzen en marktwerking in de elektriciteitsproductie. Relatief de grootste verandering hebben plaatsgevonden bij de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen.

Warmtekracht

Het nuttig gebruiken van warmte die bij elektriciteitproductie vrijkomt wordt warmtekrachtkoppeling genoemd (WKK). WKK vindt plaats bij de centrale elektriciteitsproductie, waarbij de warmte wordt benut in woningen of tuinbouwkassen, of bij energieafnemers zelf, veelal in de industrie en tuinbouw. Energieafnemers met een WKK-installatie kunnen een deel van de geproduceerde elektriciteit aan het elektriciteitsnet leveren. Dit wordt ook wel



Figuur 3.4 Gemiddeld aantal productiedagen van verschillende typen gasopslag



Figuur 3.5 Brandstofmix bij productie van elektriciteit

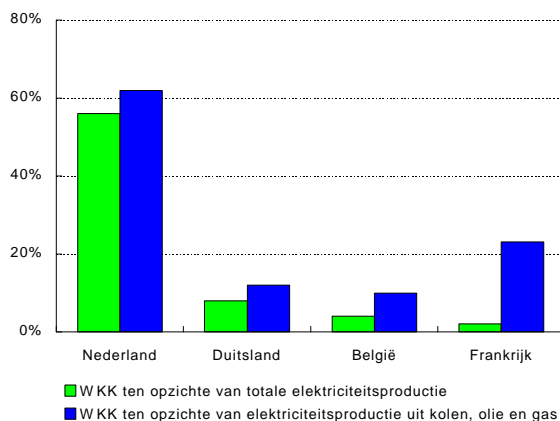
decentrale elektriciteitsproductie genoemd. Uit oogpunt van energiebesparing is WKK een aantrekkelijke vorm van elektriciteitsproductie. Onder invloed van het energiebesparingsbeleid in de afgelopen jaren heeft WKK in Nederland een hoge vlucht genomen. In 1998 werd bij 56% van de totale elektriciteitsproductie in Nederland de vrijkomende warmte nuttig gebruikt. Dit is aanmerkelijk meer dan in de landen om ons heen (zie figuur 3.6). Als gevolg van CO₂-reductiebeleid kan het aandeel WKK in de elektriciteitsproductie in deze landen de komende jaren toenemen.

Door de liberalisering van de elektriciteitsmarkt moet WKK concurreren met grootschalige elektriciteitscentrales. Nam in 1999 de elektriciteitsproductie door WKK nog gering toe, in 2000 is, mede door de relatief hoge gasprijzen, sprake van een daling. Om de energiebesparing niet in gevaar te laten komen, zijn door het Ministerie van Economische Zaken maatregelen genomen om de exploitatie en nieuwbouw van WKK extra financieel te ondersteunen.

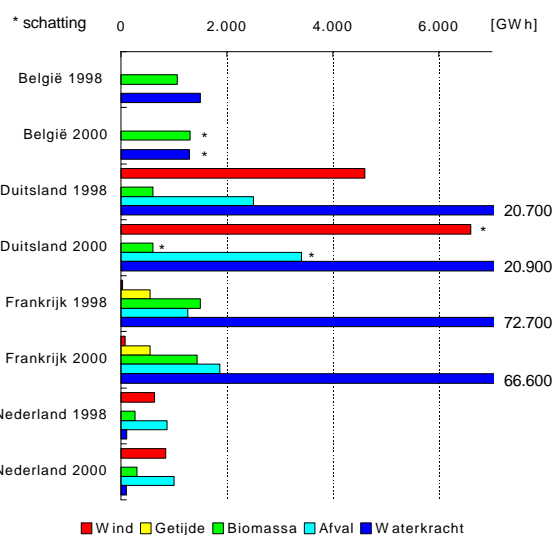
Duurzame energie

De elektriciteitsproductie uit duurzame en hernieuwbare energiebronnen neemt toe door uitbreiding van het aantal installaties. Figuur 3.7 en 3.8 tonen een uitsplitsing naar verschillende typen hernieuwbare en duurzame energiebronnen in Nederland, Duitsland, België en Frankrijk voor 1998 en 2000. Er bestaat een grote spreiding in de productieomvang per duurzame energiebron en per land. Duurzame energieproductie met een relatief geringe omvang is in figuur 3.8 apart weergegeven.

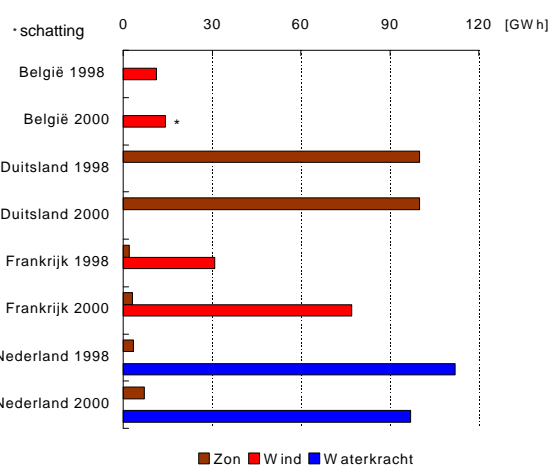
In omvang is waterkracht de belangrijkste duurzame energiebron, met een aanzienlijk productievolume in Duitsland en Frankrijk. De elektriciteitsproductie door waterkracht in België en Nederland vindt op een veel kleinere schaal plaats. De groeipotentie van waterkracht is beperkt, waardoor deze vorm van duurzame energie zich op ongeveer hetzelfde niveau zal handhaven. In Frankrijk vindt ook elektriciteitsproductie plaats op basis van getijdenenergie. Deze vorm van elektriciteitsproductie beperkt zich tot zeer specifieke locaties.



Figuur 3.6 Elektriciteitsproductie uit warmtekrachtinstallaties ten opzichte van de totale elektriciteitsproductie in 1998



Figuur 3.7 Elektriciteitsproductie uit duurzame en hernieuwbare energiebronnen met een aanzienlijk productievolume



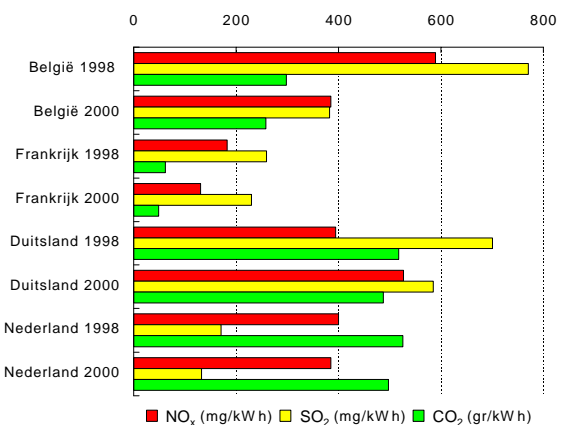
Figuur 3.8 Elektriciteit uit duurzame en hernieuwbare bronnen met een gering productievolume

De omvang van windenergie is in Duitsland aanzienlijk, zowel in vergelijking met de drie andere landen, als ten opzichte van andere vormen van duurzame energie. Is in Nederland de productie van windenergie beperkt, in Frankrijk en België neemt windenergie een nog bescheidener plaats in. Wel kan worden geconstateerd dat het productievolume van windenergie in alle vier landen toeneemt. Dit lijkt ook te gelden voor elektriciteitsproductie uit biomassa en afval, dat na waterkracht en windenergie, de derde belangrijke duurzame c.q. hernieuwbare energiebron is.

In vergelijking met andere vormen van duurzame elektriciteitsproductie, bevindt de productie uit zonne-energie zich op een bescheiden niveau. Dit komt vooral door de lage productie per vierkante meter, waardoor een groot aantal vierkante meters nodig is om tot een substantiële productie te komen. De productie van elektriciteit uit zonne-energie in Duitsland is desondanks aanzienlijk te noemen.

Emissies

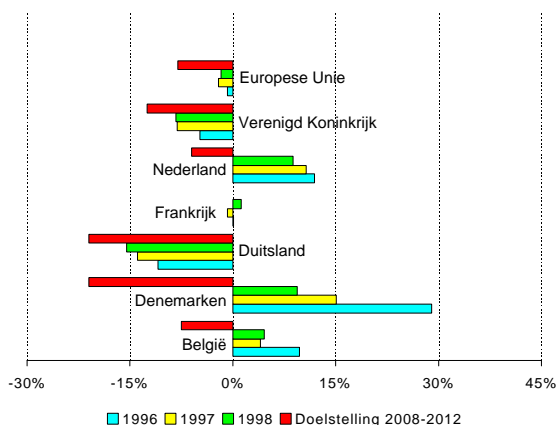
Drie typen emissies naar de lucht die bij de elektriciteitsproductie plaatsvinden worden getoond in figuur 3.9 voor Nederland, Duitsland, België en Frankrijk voor 1998 en 2000. De emissieniveaus zijn afhankelijk van de gebruikte brandstofmix (zie ook figuur 3.5), de efficiency van de centrales en van emissiebeperkende maatregelen. De inzet van kernenergie, wat geen directe NO_x -, SO_2 -, en CO_2 -emissies veroorzaakt, zorgt voor het relatief lage Franse emissieniveau. Ook in België en Duitsland is sprake van een aanmerkelijk invloed van het kernenergieaandeel op de emissieniveaus. In Duitsland worden de emissies vooral veroorzaakt door de inzet van kolen. In Nederland en België worden de emissies veroorzaakt door een mix van kolen en gas. In België zijn met name de NO_x - en SO_2 -emissies in 2000 fors gedaald ten opzichte van 1998. Een daling van de emissieniveaus is in de andere landen ook waarneembaar, ook voor die van CO_2 . Een uitzondering vormt de NO_x -emissies in Duitsland, die juist zijn gestegen.



Figuur 3.9 Emissies bij de elektriciteitsproductie

Broeikasgassen

In het kader van het Kyoto Protocol heeft de Europese Unie afgesproken de broeikasgasemissies in de periode 2008-2012 met 8% te verlagen ten opzichte van 1990. Deze reductiedoelstelling is vervolgens verdeeld over de lidstaten (zie ook *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*). Figuur 3.10 toont de reductiedoelstelling en de veranderingen van de broeikasgasemissies. De broeikasgasemissies in Duitsland en het Verenigd Koninkrijk waren in de periode 1996-1998 al lager dan die in 1990, wat ook gold voor de Europese Unie als geheel. In Nederland, België en Denemarken zijn de broeikasgasemissies aanvankelijk gestegen, maar de trend is sinds 1996 dalend. Tachtig procent van de broeikasgasemissies in Nederland heeft betrekking op CO₂-emissies. De CO₂-emissies lagen in 1998 nog bijna 9% boven die van 1990. In 1999 zijn deze gedaald tot 8% boven het emissieniveau van broeikasgassen in 1990.



Figuur 3.10 Toe- en afname van de broeikasgasemissies ten opzichte van 1990 en de emissiereductiedoelstellingen voor verschillende Europese landen en de EU als geheel

Groei duurzame energieaanbod afhankelijk van succes offshore windenergie

Met windenergie op zee lijkt een zeer groot potentieel voor duurzame energie te kunnen worden aangeboord. De plaatsing van windturbines ver uit de kust zou minder bezwaarlijk hoeven te zijn dan op land. Het duurzame energieaanbod kan met offshore windenergie fors toenemen. Of hiermee de duurzame energie-doelstelling kan worden gerealiseerd is echter sterk afhankelijk van het oplossen van nieuwe technologische problemen en de groei die in de windturbine-industrie gerealiseerd kan worden. Bovendien is duidelijkheid nodig over plaatsingsbeleid, vergunningsprocedures en een stabiele markt voor groene energie.

Waarom offshore windenergie?

In Nederland is de groei in het aantal geplaatste windturbines op land de laatste jaren afgevlakt. Eén van de oorzaken is het gebrek aan draagvlak voor windprojecten op lokaal niveau. Dit uit zich in lang durende vergunningprocedures, waarbij omwonenden of andere belanghebbenden dikwijls met succes de bouw van windparken kunnen verhinderen. Argumenten tegen de bouw zijn vaak geluidsoverlast, zichthinder of slechte inpassing in het landschap. Hierdoor is de doelstelling voor het jaar 2000 van 1.000 MW niet gehaald en bedroeg het gerealiseerde windvermogen aan het eind van dat jaar slechts 450 MW.

Het plaatsen van windturbines op zee heeft een aantal voordelen ten opzichte van locaties op land. Zo hoeft er bij voldoende afstand uit de kust geen sprake meer te zijn van zichthinder en geluidsoverlast. Door deze voordelen kunnen offshore windturbines groter zijn (en meer vermogen hebben) en hoeft er minder aandacht besteed te worden aan het verminderen van de geluidsemisatie, wat extra kosten met zich meebrengt bij windturbines op land. Een ander voordeel is het windpatroon. Deze is op zee gelijkmatiger dan op land. Dit betekent minder slijtage door een minder sterk fluctuerende belasting. Ook is op zee de gemiddelde windsnelheid veel hoger dan op land, wat betekent dat er per vierkante meter rotoroppervlak meer elektriciteit opgewekt kan worden. Daartegenover staat dat de investeringskosten hoger zijn en dat de bereikbaarheid van de turbines slechter is waardoor de onderhoudskosten toenemen.

De hoeveelheid beschikbare ruimte voor windturbines op zee is, in vergelijking met die op land, vele malen groter. Het potentieel voor windenergie is daardoor dus ook aanzienlijk groter. Wanneer wordt uitgegaan van de hoeveelheid beschikbaar zeeoppervlak buiten de 12-mijlszone (ruim 22 km) met een waterdiepte van minder dan 20 meter, is er plaats voor enige duizenden MW aan windturbines. Nederland heeft het voordeel van een relatief ondiepe zee. Bijna de gehele Nederlandse Exclusieve Economische Zone (overeenkomend met het Nederlands Continentaal Plat) is ondieper dan 50 meter. Dit voordeel deelt Nederland met landen als België, Denemarken, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland. Andere landen met een lange kustlijn in Europa, zoals bijvoorbeeld Ierland en Spanje, hebben een relatief kleiner zeeoppervlak met waterdieptes van minder dan 50 meter. Wanneer concurrentie ontstaat in duurzame energie aanbod tussen verschillende landen in Europa, heeft Nederland mogelijk een comparatief voordeel omdat het een groot zeeoppervlak tot zijn beschikking heeft.

Bestaande offshore windparken

In Nederland zijn op dit moment twee windparken in bedrijf waarvan de turbines in het water staan. Dit zijn de windparken in het IJsselmeer bij Medemblik en bij

Dronten. Dit zijn locaties in binnenwateren. Hoewel bij de fundering van deze turbines dezelfde technieken worden toegepast als bij ondiepe offshore en near-shore locaties, zijn de omstandigheden waaronder de turbines moeten draaien milder dan op de Noordzee. Zo is er geen sprake van zout water en zijn de golf- en windbelastingen veel lager.

In Denemarken, Zweden en het Verenigd Koninkrijk zijn ook offshore windparken operationeel. Over het algemeen zijn dit parken gebouwd in ondiep water (minder dan 10 meter) en relatief dicht bij de kust. Het Verenigd Koninkrijk heeft als eerste windturbines in de Noordzee geplaatst. Bij de havenplaats Blyth zijn eind 2000 2 turbines van elk 2 MW in gebruik genomen. De condities zijn vergelijkbaar met wat in Nederland 'nearshore' genoemd wordt: een waterdiepte van 8 meter op een afstand van ongeveer 1 km uit de kust. In tabel 3.1 wordt een overzicht gegeven van bestaande offshore windparken in Europa.

Tabel 3.1 Overzicht van bestaande offshore windparken in Europa

In gebruikname	Land	Locatie		Omschrijving
1991	Denemarken	Vindeby	Oostzee	11 turbines van 450 kW
1994	Nederland	Medemblik	IJsselmeer	4 turbines van 500 kW
1995	Denemarken	Tunø Kob	Kattegat	10 turbines van 500 kW
1996	Nederland	Dronten	IJsselmeer	28 turbines van 600 kW
1997	Zweden	Bockstigen	Oostzee	5 turbines van 550 kW
2000	Verenigd Koninkrijk	Blyth offshore	Noordzee	2 turbines van 2 MW
2001	Zweden	Utgrunden	Oostzee	7 turbines van 1,5 MW
2001	Denemarken	Middelgrunden	Oostzee	20 turbines van 2 MW

Plannen voor windparken op zee

Naast de bestaande offshore windparken worden in heel Europa in snel tempo nieuwe plannen gemaakt om windparken op zee te bouwen (zie ook tabel 3.2). Zo heeft de Deense overheid al in 1996 een plan opgesteld om te komen tot 4.000 MW offshore windvermogen in 2030. De locaties tot 2010 zijn al aangewezen. Een aantal van deze parken zal op het Deense gedeelte van de Noordzee worden gebouwd. Ook Duitsland heeft al locaties aangewezen. Eén daarvan ligt ten noorden van het eiland Borkum, vlakbij de grens met het Nederlands gedeelte van de Noordzee. Daar zal een windpark van 100 MW verrijzen. In België zijn twee parken gepland. Op 6 tot 12 km uit de kust tussen Wenduine en Oostende en ter hoogte van Knokke, op 12 km uit de kust. Verder heeft het Britse koningshuis bij het in gebruik stellen van het Blyth offshore windpark in december 2000 aangekondigd verschillende locaties langs de Britse kustlijn ter beschikking te stellen. Deze locaties liggen binnen de 12-mijls zone en zijn eigendom van het Britse koningshuis. Ze zullen van de Crown Estate worden geleast. In zoverre nu bekend, omvatten de Britse plannen de bouw van circa 500 windturbines in parken van tenminste 20 MW met hooguit 30 turbines per park. In Zweden zijn vier projecten gepland elk onder de 100 MW en ook Ierland is van plan twee grote projecten te realiseren in de Ierse Zee tussen Dublin en Arklow.

Tabel 3.2 Plannen voor offshore windparken in Europa tot 2005

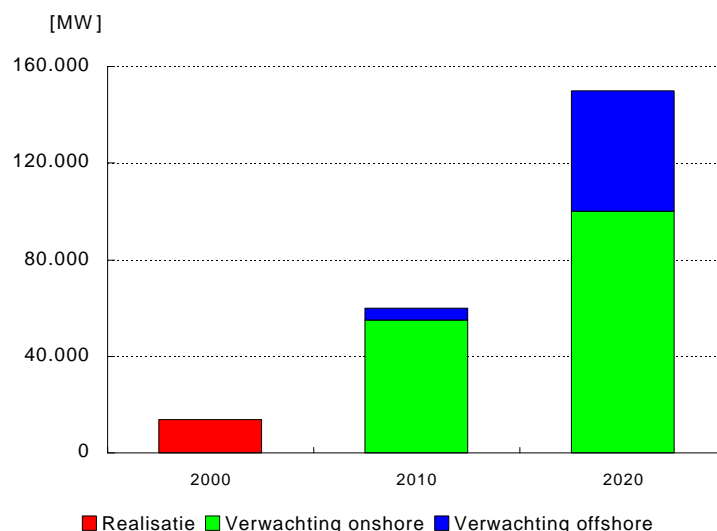
Land	Zee	Omvang plannen in MW
België	Noordzee	200
Denemarken	Oostzee en Noordzee	750 (tot 2008)
Duitsland	Noordzee	800
Ierland	Ierse zee	740
Nederland	Noordzee/IJsselmeer	640
Verenigd Koninkrijk	Rondom Verenigd Koninkrijk	1.000 tot 1.500
Zweden	Oostzee	170
Totaal		4.300 tot 4.800

Tot nu toe zijn er in Nederland concrete plannen voor drie windparken: het demonstratieproject Near Shore Windpark op 8 tot 12 km voor de kust van Egmond aan Zee en twee windparken van E-Connection, net buiten de 12-mijls zone, eveneens ter hoogte van Egmond aan Zee. De vergunningprocedures voor deze parken zijn nog in volle gang. Verder bestaan er nog plannen voor een near shore windpark van 300 MW langs de Afsluitdijk.

Verwachte groei

Het Europese potentieel voor offshore windenergie is enorm. Volgens een studie van Germanischer Lloyd, uitgevoerd in 1997, is de beschikbare ruimte op Europese offshore locaties in de orde van 250 duizend km². Deze locaties hebben een diepte tot 40 meter en een afstand uit de kust tot 40 kilometer. Gebieden op zee met andere gebruiksfuncties, zoals militaire oefenterreinen en scheepvaartroutes zijn hierbij reeds uitgesloten. Met een vermogensdichtheid van 5 MW per km² zou het totale Europese potentieel meer dan 1,25 miljoen MW kunnen bedragen.

De Europese Wind Energie Associatie (EWEA) heeft in november 2000 nieuwe verwachtingen uitgesproken over de ontwikkeling van windenergie in Europa. In 2010 verwacht de EWEA dat het opgestelde windvermogen in Europa 60.000 MW bedraagt, waarvan 5.000 MW offshore. Voor 2020 wordt een totaal opgesteld vermogen van 150.000 MW verwacht, waarvan 50.000 MW offshore (zie ook figuur 3.11). Gezien de plannen die nu al geformuleerd zijn (zie tabel 3.2) lijken de verwachtingen van de EWEA voor offshore windenergie voor 2010 zeker haalbaar en wellicht ook aan de voorzichtige kant. In het verleden heeft de EWEA steeds de verwachtingen naar boven bijgesteld. Zo was in 1991 voor Europa een windvermogen in 2000 van 4.000 MW voorspeld. In 1997 was dit cijfer al opgeschroefd naar 8.000 MW, terwijl in 2000 de uiteindelijke realisatie 13.600 MW bedroeg. Wereldwijd was het opgesteld vermogen in dat jaar 18.450 MW.



Figuur 3.11 Verwachting van de ontwikkelingen van windenergie in Europa door de Europese Wind Energie Associatie

Uit recent ECN-onderzoek is gebleken dat de totale beschikbare ruimte op de Nederlandse EEZ ongeveer 30.000 km² is. Het beschikbare zeeoppervlak buiten de 12-mijls zone met een diepte van minder dan 20 meter is ongeveer 600 km². Hierop is naar schatting plaats voor circa 3.000 MW. De Nederlandse overheid hanteert voor 2010 een doelstelling van 1.500 MW windenergie op land. Voor 2020 is de doelstelling 3.000 MW op land en op zee. Het vermogen dat geplaatst kan

worden op de beschikbare ruimte buiten de 12-mijlszone met een waterdiepte van minder dan 20 meter komt dus overeen met de totale doelstelling voor 2020. Als er van wordt uitgegaan dat op zee 1.500 MW nodig is om aan de doelstelling voor 2020 te voldoen, bedraagt het hiervoor benodigde oppervlakte hooguit 300 km². Dit is slechts 1% van het totaal beschikbaar oppervlak. Deze 1.500 MW zou op jaarbasis genoeg zijn voor een elektriciteitsproductie van minimaal 4 TWh. Dit is naar verwachting 3 à 4% van de Nederlandse elektriciteitsconsumptie in 2010.

Toename duurzame energie

Vergeleken met andere typen duurzame elektriciteitsopwekking heeft offshore windenergie een groot potentieel in Europa. Uit recent onderzoek naar de effecten van handel in groencertificaten op de Europese elektriciteitsmarkt blijkt dat, om in 2010 de EU-doelstelling van 12% duurzame elektriciteit te halen, offshore windenergie een belangrijke bijdrage zal leveren. Andere duurzame bronnen, zoals biomassa of waterkracht, zijn in potentieel gelimiteerd door de beperkte beschikbaarheid van onder andere landbouwgronden, biomassa reststromen of geschikte locaties. Bij offshore windenergie doen zich deze effecten in veel mindere mate voor. Hier liggen de beperkingen vooral in de snelheid van technologische ontwikkelingen gekoppeld aan het productietempo van de industrie. Ook al is het potentieel in principe groot, het valt niet van het ene op het andere jaar te realiseren. Daarom wordt ervan uitgegaan dat het maximale groeitempo van de industrie bepalend is voor de ontwikkelingen op de langere termijn. De afgelopen jaren lag het groeitempo in de windindustrie wereldwijd tussen de 25 en 30% per jaar.

Wanneer in 2010 12% van de in Europa gebruikte elektriciteit van duurzame bronnen afkomstig moet zijn, zal hiervan naar verwachting 27% afkomstig zijn van windenergie. Hierbij is uitgegaan van een groeitempo van de windturbine-industrie van 30%. Terwijl het potentieel van de andere kosteneffectieve bronnen dan volledig benut zal zijn, kan de elektriciteitsproductie uit windenergie nog steeds stijgen. Dit betekent dat in de toekomst een toename van het aandeel windenergie in het totale duurzame energieaanbod verwacht mag worden. Windenergie, met name offshore, zal concurreren met andere (duurdere) duurzame energieopties die nodig zijn om aan de doelstelling te voldoen en is daarmee bepalend voor de evenwichtsprijs voor een (Europees) groencertificaat. Het is daarom niet onmogelijk dat de kosten van offshore windenergie op termijn bepalend worden voor de prijs van groene stroom.

Landen met een groot offshore windpotentieel, zoals Nederland, kunnen bij Europese handel in groene stroom profiteren van de groei in windenergie. In plaats van een netto importerend land van groencertificaten kan Nederland daarmee een netto exporterend land worden.

Invloed op het elektriciteitsaanbod

Door het wisselende karakter van wind zal het aanbod van elektriciteit uit windenergie ook een variabel patroon hebben. Net als op land zullen er op zee perioden voorkomen met weinig of geen wind. Bij een groot opgesteld vermogen aan windenergie (enige duizenden MW) is het niet ondenkbaar dat dit variabel aanbod invloed heeft op de marktprijs van elektriciteit. Om dergelijke prijschommelingen tegen te gaan is de opstelling van speciaal back-up vermogen misschien noodzakelijk. Hiervoor zou elektriciteit uit waterkracht gebruikt kunnen worden. Een andere oplossing is het ruimtelijke spreiden van offshore windparken. De wind waait niet overal op hetzelfde moment even sterk. Een ruimtelijke spreiding helpt ook mogelijke congestieproblemen in het elektriciteitsnet te vermijden. Wellicht is een speciaal elektriciteitsnetwerk voor windenergie op de Noordzee verbonden

met netwerken in verschillende landen ook aantrekkelijk bij het tegengaan van prijschommelingen en netcongestie. Zo'n netwerk maakt ook een koppeling mogelijk met bijvoorbeeld waterkrachtcentrales in Noorwegen. Een dergelijk elektriciteitsnetwerk op zee is vergelijkbaar met het reeds lang op het Continentaal Plat aanwezige stelsel van gaspijpleidingen.

Demonstratieprojecten

Naast veel uitdagingen voor offshore windenergie zijn er ook knelpunten bij het realiseren van grote windparken op zee. Deze knelpunten hebben vooral te maken met investeringsrisico's veroorzaakt door onvoldoende kennis over langjarige meteorologische gegevens, de onzekerheid in het succes van verschillende noodzakelijke technologische ontwikkelingen en ook bestuurlijke onzekerheden. Technologische ontwikkelingen kunnen worden gestimuleerd door te beginnen met demonstratieprojecten, net zoals veel van de in de jaren negentig gebouwde windparken in de Oostzee (zie tabel 3.1). Hierdoor kan ervaring worden opgedaan die nodig is om veel grotere windparken te bouwen. Het demonstratieproject Near Shore Windpark bij Egmond aan Zee is bedoeld om kennis op te bouwen over technologische oplossingen voor de specifieke omstandigheden en knelpunten bij het bouwen van windparken in de Noordzee. Deze zijn namelijk extremer dan in de Oostzee. Zo zijn de wind- en golfbelastingen hoger en zullen de afstanden tot de kust groter zijn. Deze omstandigheden zullen het ontwerp, de installatie en de wijze van onderhoud sterk beïnvloeden.

Lacune in meteorologische kennis

Voor een goede investeringsbeslissing moeten de opbrengsten van een project over een lange termijn redelijk bekend zijn. De opbrengsten worden in geval van offshore windenergie bepaald door het windaanbod en door de structuur van zowel de elektriciteitsmarkt als de markt voor groene stroom. Vooral over het windregime op de Noordzee is nog weinig bekend. De jaargemiddelde windsnelheid op elke sector van de EEZ is bij benadering tot op 1 à 1,5 m/s nauwkeurig in kaart gebracht. Deze onzekerheid geeft echter een te grote spreiding in de te verwachten elektriciteitsproductie en daarmee in de jaarlijkse omzet van een windpark. Bestaande meetgegevens zijn over het algemeen te onnauwkeurig (gegeven in bijvoorbeeld Beaufort) of onbetrouwbaar (gemeten vanaf varende schepen op onbekende hoogte). Om meer kennis te verkrijgen over het windregime zijn metingen van windsnelheden op de Noordzee op meerdere locaties gedurende meerdere jaren noodzakelijk. Ook voor een optimale afstemming van de constructie op golfbelastingen is meer kennis nodig over golfhoogten, zoals bijvoorbeeld de hoogste golfhoogte over een periode van 10 jaar. Aangezien dit kan variëren met de waterdiepte zijn metingen op diverse locaties gewenst. Meer kennis over golfbelastingen vergroot de betrouwbaarheid van de totale installatie en verkleint daarmee het technisch risico.

Onzekerheid in technologische ontwikkelingen

De onzekerheid in technologische ontwikkeling uit zich in de vraag of de verdere opschaling van turbines gelijke tred kan houden met de vraag naar grotere turbines. Ook kan men zich afvragen of een groeitempo van 30% per jaar gedurende 10 à 20 jaar voor de turbine-industrie realistisch is. Dit hangt samen met de concurrentiekracht van windenergie op de duurzame elektriciteitsmarkt en daarmee met de vraag naar windturbines. Hierbij zijn niet alleen de ontwikkeling van de turbine-industrie van belang maar ook de ontwikkeling van nieuwe concepten, zoals installatietechnieken, typen funderingen en elektrische infrastructuur (zie ook kader *Ontwikkelingen offshore windtechnologie*).

Ontwikkelingen offshore windtechnologie

Windturbines

De afmetingen van windturbines nemen nog steeds toe. De grootste turbine van dit moment heeft een rotordiameter van 80 meter en een vermogen van 2,5 MW. De verwachting is dat eind 2002 machines worden gebouwd met rotordiameters van bijna 100 meter met vermogens groter dan 3 MW. Meerdere fabrikanten hebben ontwerpen op de tekentafel liggen voor turbines van 6 MW. Voor offshore windenergie is deze ontwikkeling bijzonder gunstig. Juist een groter vermogen per turbine kan een kostenbesparing opleveren. Waar het aandeel van de turbine in de totale investeringskosten op land circa 80% bedraagt, is dit op zee naar verwachting rond de 40% of minder. Dit wordt veroorzaakt door hogere uitgaven voor de ondersteuningsconstructie en elektrische infrastructuur. Als een hoger vermogen per fundering geplaatst kan worden dan nemen de kosten per MW af. Ook kunnen per MW de jaarlijkse kosten voor bedrijfsvoering en onderhoud bij grotere vermogens lager zijn.

Funderingen

Naarmate turbines grotere vermogens krijgen of in zee worden geplaatst op locaties met een grotere diepte, zullen zwaardere funderingen moeten worden toegepast. De monopaal, de tot op heden meest gebruikte fundering, wordt in de zeebodem geheid met een ponton waarop een kraan met een hei-installatie is gemonteerd. Deze combinatie kan alleen functioneren bij rustig weer, dus bij lage deining. Dit houdt in dat het aantal werkbare weken per jaar in sterke mate afhangt van het weer. Uit de ervaringen met het Blyth offshore windpark blijkt dat deining een niet te onderschatten probleem is. Zo heeft de totale installatie bij de montage van de twee turbines van dit park als gevolg van lichte deining uiteindelijk een aanzienlijke vertraging opgelopen. Nieuwe ontwikkelingen zullen gericht zijn op verbeteringen van de funderingen zelf en de bijbehorende plaatsingstechnieken.

Vermogenslektronica

Bij gebruik van conventionele transportkabels zullen, naarmate de afstand tot de kust toeneemt, grotere verliezen in het transport van de opgewekte elektriciteit optreden. Een oplossing is het gebruik van HVDC (High Voltage DirectCurrent) technologie. Dit brengt hogere initiële investeringskosten met zich mee, maar geeft minder kabelverliezen. Naar verwachting is gebruik van HVDC-transport al rendabel bij afstanden vanaf 40 km uit de kust. De ontwikkelingen in de HVDC-technologie zijn in volle gang.

Onderhoud

De ontwikkelingen in de offshore windturbine-industrie zijn er onder andere op gericht om de kosten voor onderhoud zoveel mogelijk te minimaliseren. Eén van de grootste uitdagingen is dan ook het vergroten van de betrouwbaarheid van de turbines. Op zee zijn locaties minder goed bereikbaar dan op land, wat betekent dat bijvoorbeeld bij slecht weer een turbine langer uit bedrijf kan zijn. Dit effect komt sterk tot uitdrukking in de kostprijs. Het vergroten van de betrouwbaarheid kan bijvoorbeeld inhouden dat de turbines uit sterkere materialen worden gebouwd, het aantal draaiende delen wordt beperkt en componenten een grote bestendigheid krijgen tegen weersinvloeden op zee. Te denken valt hierbij aan de kans op golf- en stormschade, het corrosieve effect van zout water of zoute nevel, etc. De kostenreductie van onderhoud komt neer op het minder vaak hoeven uitrukken van een onderhoudsploeg, waarbij tevens een hogere jaarlijkse energieproductie wordt bereikt door een grotere beschikbaarheid van de turbines.

Bestuurlijke onzekerheden

Tot nu toe is er in Nederland geen duidelijk juridisch kader waarbinnen het hele traject van plannen, vergunningprocedures en het daadwerkelijk realiseren van een offshore windpark zich kan afspelen. Opmerkelijk hierbij is dat in tegenstelling tot Nederland de overheden van andere Noordzeelanden een speciaal locatie

toewijzingsbeleid voeren. Nieuwe initiatiefnemers moeten nu in Nederland afwachten totdat er een vergunning is verkregen. Overigens vormt hierop de locatietoewijzing van het Near Shore windpark een uitzondering. Een gevolg van het uitblijven van een duidelijk locatiebeleid is dat nu al meer initiatieven ontplooid worden in het buitenland dan in Nederland.

Vanwege de omvang van offshore windprojecten zijn, in vergelijking met projecten op land, de investeringen per windpark ook hoger. Investeerders verlangen daarom een hoge mate van zekerheid, ook in verband met de afzet van groene stroom op de lange termijn. Daarom speelt de uiteindelijke vormgeving van de groene stroommarkt een grote rol. Duidelijkheid zal moeten worden verkregen over de continuering van bestaande financiële stimuleringsmaatregelen, of de markt gebaseerd wordt op een verplicht of een vrijwillig aandeel duurzame elektriciteitsconsumptie en over export- en ook importmogelijkheden van groene stroom of groencertificaten (zie ook *Inzicht Marktorganisatie en strategie*). Aangezien investeringen in (offshore) windenergie kapitaalsintensief zijn, heeft een verlaging van de investeringsrisico's een verlaging van de rendementseis op geïnvesteerd kapitaal tot gevolg. En aangezien de kostprijs van windenergie sterk afhangt van financieringskosten kan dit resulteren in een sterkere concurrentiepositie.

Nog onzekere toekomst

Voor Nederland geldt dat er voldoende ruimte is op de EEZ voor offshore windparken, dat wil zeggen bij waterdieptes tot 20 meter buiten de 12-mijlszone. Deze ruimte is voldoende om een behoorlijke bijdrage te leveren aan de Nederlandse en Europese doelstellingen met betrekking tot duurzame energie. Echter, tot nu toe is het voor ontwikkelaars die actief zijn op de Nederlandse markt onvoldoende duidelijk wat de mogelijkheden zijn voor het plaatsen van een windpark op zee. Meer duidelijkheid is gewenst ten aanzien van plaatsingsbeleid, vergunningprocedures en de vormgeving van de groencertificatenmarkt. Daartegenover staat dat de bestaande plannen al zover gevorderd zijn dat er rond 2005 een kleine 600 MW aan offshore en nearshore windvermogen in Nederland verwacht mag worden. Hierbij is het windpark langs de Afsluitdijk meegeteld. In hoeverre het aantal initiatieven zich zal uitbreiden zal afhangen van technologische en bestuurlijke ontwikkelingen, de mate waarin de vraag naar groene stroom blijvend gestimuleerd wordt en in hoeverre er met betrekking tot diverse offshore activiteiten sprake is van enige coördinatie tussen de landen rond de Noordzee.

Bij het in snel tempo vergroten van het duurzame energie aanbod is de hoop gevestigd op offshore windenergie. Of deze verwachting kan worden waargemaakt is afhankelijk van technologische ontwikkelingen en beleidsmatige keuzes. Kennisopbouw met betrekking tot windregimes op zee is noodzakelijk voor het optimaal aanpassen en dimensioneren van windturbines aan de condities op zee teneinde de investeringsrisico's zoveel mogelijk te kunnen verkleinen. Ook zullen ontwikkelingen in de bestuurlijke besluitvormingsprocedures zoals vergunningen- of concessiestelsels, maar ook de uiteindelijke vorm van de markt voor groencertificaten, bepalend zijn voor het tempo waarin offshore windenergie zich zal ontwikkelen. Vanwege het grote potentieel dat windenergie op zee heeft in vergelijking tot andere duurzame energiebronnen in Europa, zal deze technologie de prijs van duurzaam opgewekte elektriciteit in Europa kunnen gaan bepalen. Voorwaarde is dan wel dat de technologische ontwikkelingen succesvol zijn en er dan sprake is van één Europese duurzame energiemarkt.

Hoofdrol voor kolencentrales in het Nederlandse duurzame energieaanbod

De laatste jaren zijn er door de eigenaren van de Nederlandse kolencentrales steeds meer initiatieven ontwikkeld om biomassa- en afvalstromen in te zetten ter vervanging van kolen. De substitutie van kolen door hernieuwbare bronnen is zowel gunstig voor de exploitatie van de kolencentrales als voor het realiseren van de Nederlandse duurzame energiedoelstelling. Er zijn echter grenzen aan de groot-schalige inzet van biomassa en afval in kolencentrales. Daarnaast vormt grootschalige inzet van biomassa een belemmering voor de ontwikkeling van kleinschalige technologieën.

Biomassa-inzet in kolencentrales al een feit

Op dit moment wordt bij alle kolencentrales biomassa of afval ingezet of zijn voorbereidingen daartoe in een vergevorderd stadium. Een sectorbrede ontwikkeling kan slechts op gang komen als er sterke drijvende krachten zijn die een dergelijke ontwikkeling stimuleren. Die zijn er dan ook en bestaan vooral uit bedrijfseconomische belangen die sterk ondersteund worden door het nationale energie- en klimaatbeleid.

Momenteel zijn er in Nederland acht kolencentrales in bedrijf. Drie ervan, de Hemwegcentrale, de Amer 9 centrale en de KV-STEG in Buggenum zijn pas in 1994/1995 in bedrijf genomen en behoren daarmee tot de modernste centrales van Nederland. Het besluit voor de bouw van deze centrales was al veel eerder genomen, in een periode dat de energiecrisis nog vers in het geheugen lag en het nog niet duidelijk was in hoeverre de grote Russische aardgasvoorraden op een langdurige en betrouwbare wijze beschikbaar zouden zijn voor het Westen. De diversificatiegedachte en een onafhankelijke en stabiele energievoorziening stonden centraal. Hoewel in de laatste fase van de besluitvorming de nadruk in de discussie meer en meer kwam te liggen op de milieuprestatie van deze centrales ten opzichte van nieuwe gascentrales, waren de plannen al te ver gevorderd en de politiek-economische belangen te groot om nog een andere koers te varen. Inmiddels is het politiek-economische krachtenveld dusdanig gewijzigd dat de bouw van nieuw kolenvermogen vrijwel uitgesloten is en de bestaande centrales meer en meer onder druk komen te staan om hun milieuprestaties te verbeteren. Hoewel ook gedacht kan worden aan brandstofs substitutie (inzet van aardgas in plaats van kolen) en efficiencyverbetering, zal vooral de inzet van biomassa een belangrijke rol spelen.

De inzet van biomassa in kolencentrales heeft enkele belangrijke voordelen voor de Nederlandse eigenaren:

- Het Nederlandse energiebeleid is erop gericht om het aandeel van duurzame en hernieuwbare energie in de nationale energiebehoefte substantieel te laten stijgen van de huidige 1 tot 10% in 2020. Inzet van biomassa en bepaalde afvalstromen in bestaande elektriciteitscentrales wordt in het algemeen als een belangrijke optie gezien om die doelstelling te kunnen realiseren. Dit betekent dat kolencentrales voor stroom uit biomassa en afval onder voorwaarden in aanmerking komen voor de REB-doorsluis naar producenten (momenteel 1,94 €/kWh). Ook mag deze stroom onder voorwaarden verkocht worden als groene stroom, zodat de afnemer vrijgesteld wordt van het betalen van de REB (voor kleinverbruikers momenteel 5,83 €/kWh). Ook kunnen eigenaren onder voorwaarden aanspraak maken op investeringsbevorderende maatregelen (CO₂-reductieplan, EIA, Vamil);

- Een aantal biomassa- en afvalstromen is goedkoper dan kolen, zodat het bedrijfsresultaat positief beïnvloed kan worden door de inzet van biomassa en afval;
- De investeringen zijn relatief beperkt. De inzet van biomassa in kolencentrales is één van de goedkoopste opties om groene elektriciteit te produceren;
- De inzet van biomassa telt mee bij de convenantverplichting om CO₂ te reduceren. Nederland heeft zich tezamen met een groot aantal andere landen middels het Kyoto-protocol verplicht de emissie van broeikasgassen te beperken. Een significant deel (6 Mton CO₂-equivalenten) van de nationale doelstelling voor de budgetperiode 2008-2012 (50 Mton CO₂-equivalenten, waarvan 25 Mton in het binnenland) dient te worden gerealiseerd door emissiereductie bij kolengestookte elektriciteitscentrales. Deze reductie kan worden gerealiseerd door brandstofsubstitutie (steenkool vervangen door aardgas) en verbetering van het overall conversierendement, maar ook door de inzet van hernieuwbare brandstoffen, zoals biomassa en bepaalde afvalstromen. De Nederlandse overheid heeft daartoe in 2000 een vrijwillige beleidsafpraak gemaakt met de eigenaren van kolencentrales in Nederland. Van de zijde van de overheid is daarbij de toezegging gedaan dat de brandstoffenbelasting op de voor elektriciteitsopwekking gebruikte brandstoffen (inputbelasting) omgezet zal worden in een belasting op de levering van elektriciteit aan eindgebruikers (outputbelasting). Deze belastingomvorming brengt de Nederlandse elektriciteitsproductiebedrijven in een meer gelijkwaardige positie ten opzichte van de internationale concurrentie.

Bovenstaande punten hebben er in de afgelopen twee jaar toe geleid dat er momenteel bij alle Nederlandse kolencentrales initiatieven ontwikkeld zijn om biomassa in te zetten (zie tabel 3.3). Als het aan de eigenaren van de centrales ligt, zullen deze plannen de komende jaren alleen nog maar geïntensiveerd worden.

Tabel 3.3 Overzicht van de huidige initiatieven. Vrijwel al deze projecten zijn in bedrijf of in een testfase. In geval van de KV-STEG bij Buggenum is er sprake van experimenten en voorstudies.

Installatie	Productiecapaciteit [MW _e]	Inbedrijfname kolencentrale	Technisch concept	Brandstof	Capaciteit mee/bijstook [MW _e]
Gelderland 13 (Electrabel)	602	1983	indirecte meestook	60 kton/jaar sloophout	18
Amer 8 (EPZ/Essent)	645	1981	directe meestook	75 kton/jaar papierpulp	2
Amer 9 (EPZ/Essent)	600	1994	separate vergassing	150 kton/jaar sloophout	30
Borssele 12 (EPZ/Essent)	403	1988	directe meestook	afvalhout	12
Maasvlakte 1/2 (E.ON Benelux)	2×518	1989	directe meestook	150 kton/jaar biomassapellets en 40 kton/jaar kippenmest	30
Demkolec (NUON)	253	1994	indirecte bijstook	verscheidene stromen	12
Hemweg 8 (UNA/Reliant)	630	1995	directe meestook	75 kton/jaar rioolslib	19

Technologische opties voor de inzet van biomassa in kolencentrales

Directe meestook

Bij directe meestook wordt de biomassa samen met de kolen voorbereid, toegevoerd aan de ketel en verbrand. De bestaande installatie hoeft niet te worden aangepast.

Indirecte meestook

Bij deze vorm van meestook wordt de biomassa mechanisch voorbehandeld, zonder dat er sprake is van thermische of chemische voorbehandeling. Uiteindelijk wordt de biomassa samen met de kolen toegevoerd aan de branderinstallatie van de ketel.

Bijstook via separate vergassing

De biomassa wordt in een aparte installatie vergast en het laagcalorische gas wordt toegevoerd aan aparte branders. Daarbij kan nog sprake zijn van een gasreinigingsinstallatie als tussenstap.

Bijstook via separate pyrolyse

De biomassa wordt toegevoerd aan een aparte pyrolyse installatie, waarna de pyrolyseproducten (olie, gas, char) worden toegevoerd aan de ketel. Bij zogenaamde langzame pyrolyse wordt de char samen met de kolen toegevoerd aan de ketel. Ook de resterende pyrolysegassen worden, eventueel na een gasreinigingsstap, verbrand in de ketel. Bij zogenaamde snelle pyrolyse wordt de pyrolyse-olie in aparte branders verbrand in de ketel.

Bijstook via Hydro Thermal Upgrading

De biomassa wordt onder hoge druk en temperatuur omgezet in zogenaamde biocrude en in aparte branders aan de ketel toegevoerd.

Stoomzijdige integratie

De biomassa wordt in een aparte installatie verbrand en stoomzijdig geïntegreerd met een kolencentrale.

Mogelijkheden en barrières

Bij een gemiddelde bedrijfstijd van 6.000 uur is de jaarlijkse productie van de huidige initiatieven circa 735 GWh, ofwel zo'n 6,5 PJ aan vermeden primaire fossiele energie per jaar. Dit is naar schatting circa 14% van de totale bijdrage van duurzame energie in Nederland in 2000. De belangrijkste bijdrage, nog eens zo'n 11,5 PJ (ca. 28%), komt overigens voor rekening van de afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). De kolencentrales hebben echter nog veel meer mogelijkheden. Met de huidige initiatieven wordt circa 3% van de koleninput vervangen door biomassa. Afhankelijk van technische beperkingen zou dit de komende jaren op kunnen lopen tot 20 à 40%. Of dat inderdaad zal gebeuren hangt, naast de rentabiliteit, vooral af van de technische mogelijkheden. De voornaamste knelpunten, die vooral gelden bij meestoken van hogere percentages biomassa (>10%), worden gevormd door:

- Problemen met de aanvoerkwaliteit, de voorbehandeling (inclusief het vermalen met gevaar van stofexplosies) en de voeding naar de branders;
- Potentiële problemen met de capaciteit van diverse componenten, zoals de vlieggas-ventilatoren, de vlieggas-reinigingssectie, het gipsafvoersysteem, de luchtvoorverwarmers e.d.;
- Potentiële problemen in de ketel: hoge temperatuur corrosie, slakvorming, vervuiling en erosie (door as);

- Potentiële problemen met de kwaliteit van de vloeibare afvalstromen (waswater) en vaste bijproducten (vliegas, gips).

Uiteindelijk zullen deze technische problemen de grenzen bepalen van de hoeveelheid biomassa die maximaal ingezet kan worden in de Nederlandse kolencentrales. Zo'n 20 tot 40% biomassa-inzet in kolencentrales kan een substantiële bijdrage leveren aan het realiseren van een tussendoelstelling van 5% duurzame energie in 2010 (circa 163 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof). De biomassa-inzet komt daarbij overeen met 40 tot 80 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof. Technisch gezien is een scenario waarbij de inzet van biomassa oploopt tot 15% in 2005 en 30% in 2010 zeker niet ondenkbaar. Dit betekent dat de kolencentrales de komende jaren een essentiële rol kunnen vervullen bij het halen van de Nederlandse duurzame energiedoelstelling.

Een groot deel van de technische knelpunten lijkt oplosbaar. Wellicht dat de opwekking van groene elektriciteit in kolencentrales daarmee iets duurder zal worden, maar het is waarschijnlijk dat het één van de goedkoopste opties zal blijven om aan de duurzame energiedoelstelling te voldoen. Wat zou grootschalige inzet dan nog tegen kunnen houden?

Beschikbaarheid van biomassa

In veel discussies over de grootschalige inzet van biomassa speelt de beschikbaarheid ervan voor energieopwekking een belangrijke rol. Op korte termijn is het echter onwaarschijnlijk dat er een tekort op zal treden, al zal de prijs voor biomassa geleidelijk stijgen, naarmate de goedkope, eenvoudig in te zetten fracties meer toegepast zullen worden. In recente studies, zoals de EWAB Marsroutes (Novem), is aangetoond dat er in 2005 zo'n 168 PJ aan afval en biomassa voor energieopwekking beschikbaar is (waarvan 26 PJ mest) oplopend tot 177 PJ in 2010 (waarvan 23 PJ mest). Onafhankelijk van de vraag in hoeverre alle stromen ook daadwerkelijk ingezet kunnen worden, kan er biomassa op de internationale markt ingekocht worden. De teelt van energiegewassen zal op korte termijn geen rol spelen in Nederland. De prijs daarvoor is (nog) te hoog en er zijn voldoende andere fracties aanwezig. Ook kan biomassa ingekocht worden op de internationale markt tegen prijzen die lager zijn dan in Nederland geteelde gewassen.

Milieueffecten en energieprestatie

Een belangrijke beleidsontwikkeling vormt het voorstel van VROM waarin emissiegrenswaarden voor nieuwe 'stand-alone' installaties en bijstook in bestaande kolencentrales wordt geregeld. VROM streeft er naar deze richtlijn aan het eind van 2001 in te kunnen zetten ter vervanging van het huidige, relatief ondoorzichtige beleid ten aanzien van emissie-eisen (zie kader *Huidige regelgeving met betrekking tot emissie-eisen*). In het voorstel van VROM wordt onderscheid gemaakt tussen 'schone' en 'vuile' biomassa. Op een witte lijst staan 200 verschillende stromen, van plantsoenhout tot plantaardige resten uit de levensmiddelenindustrie. Voor deze witte lijst geldt een licht vergunningsregime. Een gele lijst, waarvoor een zwaarder vergunningsregime zal gelden, is meer generiek. Deze lijst omvat alle stoffen die niet voorkomen op de witte lijst of de lijst voor gevaarlijke afvalstoffen. De regelgeving bij 'schone' biomassa beperkt zich tot grenswaarden voor NO_x, SO₂ en stof. Voor 'vuile' biomassa zijn er tevens grenswaarden voor componenten die bij toepassing van 'schone' stromen naar verwachting niet of nauwelijks gevormd worden zoals zware metalen, dioxines en HCl. Ook ten aanzien van CO en C_xH_y gelden er alleen bij toepassing van 'vuile' biomassa emissiegrenswaarden, alhoewel deze stoffen bij de verbranding van alle

koolstofhoudende materialen gevormd kunnen worden. Ten aanzien van stof en SO₂ zijn de grenswaarden voor 'schone' biomassa soepeler dan voor 'vuile' biomassa. Bij het ontwerp van dit normstellingvoorstel is zoveel mogelijk aangesloten bij het in ontwikkeling zijnde nieuwe Europese emissiebeleid inzake de emissienormen voor stook- en afvalverbrandingsinstallaties.

Huidige regelgeving met betrekking tot emissie-eisen

De normstelling met betrekking tot emissies door de inzet van biomassa en afval in verbrandingsinstallaties is momenteel in Nederland niet eenduidig geregeld. Afhankelijk van de wijze waarop deze brandstoffen worden ingezet in verschillende installaties gelden de volgende besluiten en richtlijnen of een combinatie daarvan:

1. Wet Milieubeheer, Besluit emissie-eisen stookinstallaties milieubeheer A en B (BEES-A voor installaties met een vermogen > 0,9 MW_{th} en BEES-B).
2. Besluit Luchtemissies Afvalverbrandingsinstallaties (BLA). Het BLA is van toepassing op inrichtingen die in hoofdzaak zijn bestemd voor het verbranden van huishoudelijke afvalstoffen of van bedrijfsafvalstoffen die tezamen met huishoudelijke afvalstoffen worden verbrand.
3. Bijstookcirculaire uit 1994 voor bijstoken in kolencentrales tot 10% (massabasis). Een vergunning wordt in dit geval verleend op basis van het BEES-A, aangevuld met eisen uit het BLA. Voor bijstoken in kolencentrales tot 10% geldt in principe BEES-A (installaties met een vermogen > 0,9 MW_{th}), indien nodig worden de eisen hierin aangevuld met eisen uit het BLA. Voor meer dan 10% bijstook geldt de NER.
4. NER, Algemene grenswaarden voor procesemissies uit de Nederlandse Emissie Richtlijnen (NER, 1992) voor bijstook van meer dan 10% in kolencentrales. Verder bevat de NER bijzondere regelingen voor het verwerken van biomassa in installaties die bedreven worden met een ondermaat aan zuurstof (pyrolyse en vergassing), en voor installaties voor verbranding van communiaal (RWZI) en daarmee gelijk te stellen industrieel afvalwaterzuiveringslib.

Het voorstel van VROM is voorgelegd aan de provincies, die optreden als vergunningverlener voor elektriciteitscentrales en afvalverbrandingsinstallaties. De provincies hebben zich kritisch uitgelaten over het concept normstellingsvoorstel. Het voornaamste kritiekpunt betreft echter de milieuprestatie van het mee- en bijstoken. Stroom die op de witte lijst staan en daarmee onder een lichter vergunningsregime vallen kunnen immers wel degelijk elementen bevatten die schadelijk zijn voor het milieu. Hout kan immers, afhankelijk van de plaats waar de boom gegroeid is, kwik en zware metalen bevatten. Wanneer dit hout meegestookt wordt in kolencentrales is weliswaar de relatieve toename van kwik, mede door de grote rookgasstromen in deze centrales slechts zeer gering, maar in absolute termen is er een forse toename van kwikemissies. In concrete gevallen (Maasvlaktecentrale, kolencentrale Borssele) zijn er daarom door de provincie aanvullende eisen gesteld met betrekking tot de kwikemissie die veroorzaakt wordt door het bij- en meestoken van biomassa- en afvalstromen, ongeacht of deze op de witte of gele lijst staan. Daarbij wordt, ter voorkoming van zogenaamde normopvulling niet alleen een concentratienorm gehanteerd, maar eveneens een maximum gesteld aan de jaarlijkse kwikemissie in kg/jaar. In algemene zin ondersteunen provincies de inzet van biomassa voor de reductie van CO₂-uitstoot, maar moet er wel sprake zijn van een gelijkwaardige of milieuhygiënisch gezien betere situatie. Initiatieven op dit gebied moeten passen binnen een effectieve en efficiënte landelijke afvalverwijderingsstructuur. Ook CO₂-uitstoot als gevolg van ketenaspecten (voorbewerking, transport) zouden bij de beoordeling een rol moeten spelen.

Het andere belangrijke kritiekpunt betreft de energieprestatie van het mee- en bijstoken. Vanuit milieutechnisch oogpunt wordt de wenselijkheid van het mee- en

bijstoken van biomassa en/of afval in centrales mede bepaald door de energie-inhoud van de betreffende stromen. Voor stromen met een lage warmte-inhoud (< 9 GJ/ton) zijn provincies geneigd de voorkeur te geven aan alternatieve verwerkingsmethoden. Verder mag er geen sprake zijn van grote nadelige gevolgen ten aanzien van het rendement van de energieopwekking.

Alles bij elkaar kan de houding van de provincies ertoe leiden dat er voor de kolencentrales een barrière wordt opgeworpen voor de grootschalige inzet van biomassa. Waar de nieuwe richtlijn van VROM in principe op beleidsmatig niveau duidelijkheid en uniformiteit probeert te verschaffen over emissie-eisen en vergunningsverlening, kunnen de provincies, die in de praktijk verantwoordelijk zijn voor de vergunningen, daaraan uiteindelijk toch nog een eigen invulling geven. Illustratief is in dit verband de reactie van Essent op het provinciaal milieuplan Groen Licht van de provincie Zeeland waarin voor het mee- en bijstoken van biomassa en afval eisen opgenomen zijn, die verder gaan dan landelijke afspraken. Essent stelt dat daardoor het voortbestaan van haar onderneming in de provincie Zeeland gevaar loopt en dat de concurrentiepositie verslechtert door de (financiële) barrières die de provincie opwerpt.

Afvalbeleid

Momenteel wordt er in Nederland gewerkt aan het opstellen van een Landelijk Afvalbeheer Plan (LAP). Dit plan, waarvan in juni 2001 een voorontwerp naar de Tweede Kamer is gestuurd, dient in 2002 door de Minister van VROM te worden vastgesteld. Naast het Ministerie van VROM speelt het Afval Overleg Orgaan (AOO) daarbij een belangrijke rol. Momenteel wordt er een MER opgesteld en vindt er discussie plaats tussen VROM, andere partijen uit het AOO en maatschappelijke organisaties. De overheid richt zich met het afvalbeleid achtereenvolgens op preventie, hergebruik en het zo veel mogelijk terugwinnen van energie bij verbranding. In de discussie nemen een aantal zaken steeds vastere vorm aan:

- De stortcapaciteit wordt waarschijnlijk niet uitgebreid.
- Er zal zeer waarschijnlijk een hogere stortbelasting geheven gaan worden die zal leiden tot een verschuiving van storten naar preventie en nuttige toepassing.
- Hoewel wordt toegewerkt naar een open Europese markt voor het verbranden van afvalstoffen als vorm van verwijdering, blijven de landgrenzen gesloten totdat er sprake is van vergelijkbare omstandigheden ('level playing field'). De reden hiervoor is dat een deel van het Nederlandse laagcalorische brandbaar afval naar het buitenland zou gaan, waar het goedkoper verbrand kan worden (het eigen afval zouden die landen dan kunnen storten). Hierdoor zou de prijs van het laagcalorisch afval, dat momenteel op het huidige storttarief van circa 104 €/ton ligt, dalen en de rentabiliteit van veel AVI's in het gedrang komen.
- Voor nuttige toepassing zal een vrije Europese markt gelden.

Alles bij elkaar vormt dit beleid een impuls om hoogcalorisch (bedrijfs)afval te gaan scheiden van laagcalorische stromen en deze in te zetten voor nuttige toepassing, zoals het inzetten in kolencentrales, in cementovens en in installaties die zijn ontworpen voor het verbranden van hoogcalorische stromen. Uitbreiding van capaciteit zal ook vooral daar plaatsvinden en de verwachting is dat de AVI-capaciteit niet uitgebreid zal worden.

Als deze ontwikkeling inderdaad doorzet betekent dit dat er, door de extra stortbelasting op afval, relatief goedkope hoogcalorische afvalstromen beschikbaar komen die nu nog worden gestort. Deze afvalstromen kunnen als vervanging van kolen dienen, maar niet als groen worden aangemerkt omdat er relatief veel

kunststoffen in verwerkt zijn. Deze afvalstromen kunnen als alternatieve brandstof voor kolencentrales een geduchte concurrent gaan vormen voor biomassa. Voor eigenaren van kolencentrales zou het immers in verband met de constante kwaliteit en betrouwbare aanvoer vanuit technisch oogpunt aantrekkelijker kunnen zijn om deze fracties in te zetten. Door de stortbelasting zullen deze fracties bovendien goedkoop op de markt komen en daarmee een concurrent vormen voor de inzet van biomassa, ondanks een eventuele stimulering daarvan in de vorm van de REB-afdrachtkorting en het REB-nihiltarief.

Europese biomassadefinitie

In de praktijk worden begrippen als schone biomassa, vuile biomassa en afval nogal eens door elkaar gebruikt en worden er vaak verschillende definities gehanteerd. Direct daaraan gekoppeld speelt de vraag in hoeverre elektriciteit uit biomassa als groen of hernieuwbaar mag worden aangemerkt en welke emissie-eisen er aan de verschillende installaties gesteld dienen te worden. De discussie naar aanleiding van deze vragen speelt zowel binnen Nederland als op Europees niveau. Op Europees niveau wordt momenteel gewerkt aan een "Richtlijn voor de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen op de interne elektriciteitsmarkt". Ook wordt er een richtlijn ontworpen "inzake de beperking van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties" en is er in 2000 een richtlijn in werking getreden "betreffende de verbranding van afval". Voor wat betreft de emissie-eisen is vastgesteld dat verbranding van alle biomassa die onder de definitie van de eerstgenoemde Richtlijn valt, wordt aangemerkt als 'schone' biomassa en niet onder de afvalverbrandingsrichtlijn valt. Voor de 'schone' biomassa is het lichtere regime van toepassing dat ook voor grote stookinstallaties geldt. 'Vuile' biomassa, die niet onder de definitie valt, en overig afval is onderhevig aan het zwaardere emissieregime van de afvalverbrandingsrichtlijn.

Hoewel twee van de drie richtlijnen nog in een ontwerpfasen verkeren lijkt zich een zekere consensus te ontwikkelen tussen de energieministers uit de EU-lidstaten, de Europese Commissie en het Europese Parlement. Daarbij is sprake van de volgende definitie voor biomassa:

"...biologisch afbreekbare fractie van producten, afvalstoffen en residuen van de landbouw (inclusief plantaardige en dierlijke stoffen), de bosbouw en aanverwante bedrijfstakken, alsmede biologisch afbreekbare fractie van industrieel en huishoudelijk afval.... "

In principe wordt elektriciteit die uit deze bronnen wordt opgewekt volgens de concept-richtlijn als hernieuwbaar aangemerkt. Deze elektriciteit mag meegeteld worden bij de doelstelling en kan aanspraak maken op eventuele financiële voordelen.

In eerste instantie was er veel discussie over de verbranding van slib en mest voor de opwekking van elektriciteit. Ook vond er een uitgebreide discussie plaats over de positie van elektriciteit uit de verbranding van huishoudelijk afval in AVI's. Indien deze buiten de definitie zou vallen zou dat grote consequenties gehad hebben voor de Nederlandse duurzame energieproductie. Zo'n 28% van de huidige productie had dan niet meer mogen worden meegeteld voor de Nederlandse doelstelling.

In juli 2001 is in het Europese Parlement overeenstemming bereikt over het hanteren van de ruime definitie, waarin ook slib, mest en de verbranding van de organische fractie van huisvuil in AVI's meegeteld mag worden bij de doelstelling voor duurzame energie. Hiermee is een belangrijk knelpunt ten aanzien van de inzet van slib en mest in kolencentrales weggenomen. De verwachting is dat de nieuwe richtlijn, waarin dit is opgenomen, nog dit jaar een definitieve status krijgt.

Acceptatie door de energieconsument

Door de vrijmaking van de Nederlandse groene elektriciteitsmarkt per 1 juli 2001, de certificering van groene elektriciteit en de daaraan gekoppelde certificatenhandel, wordt een situatie gecreëerd waarin aanbieders zich in toenemende mate kunnen onderscheiden met verschillende vormen van duurzaam opgewekte elektriciteit (zie ook *Inzicht Marktstructuur en strategie*). Door de vrije keuze van de leverancier van groene stroom kan de afnemer eveneens haar wens kenbaar maken voor de wijze waarop de groene elektriciteit is opgewekt. Onafhankelijk van de vraag of met biomassa opgewekte stroom uit kolencentrales voor de wet en bij het meetellen van de doelstelling als groen wordt aangemerkt, is van belang wat de consument van deze stroom denkt. Daarbij is vooral de perceptie met betrekking tot het groene karakter van belang. Wind en zon hebben een voordeel ten opzichte van biomassa; zeker wanneer biomassa samen met kolen wordt verstoekt in grote centrales. Dit zou, mede door de beïnvloeding van de beeldvorming via campagnes van aanbieders en belangengroeperingen (milieuorganisaties), kunnen leiden tot een afnemende acceptatie van afnemers. Hoewel er geen aanwijzingen zijn dat dit op korte termijn een belangrijke rol zal spelen, kan dit op langere termijn een knelpunt vormen voor de verdere inzet van biomassa in kolencentrales.

Kleinschalige biomassa-installaties

Gezien de mogelijke ontwikkelingen met betrekking tot de grootschalige inzet van biomassa in de Nederlandse kolencentrales, is het de vraag of er nog ruimte is en kansen zijn voor een groei in kleinschalige biomassa-installaties tot zo'n 50 MW_e. In recente jaren is er een aantal installaties in bedrijf genomen, onder meer in Schijndel, Cuijk en Lelystad. Ook wordt er in Nederland veel aandacht besteed aan R&D met betrekking tot kleinschalige installaties. Toch is er een aantal redenen om aan te nemen dat de positie van kleinschalige opties voor verbranding, vergisting en vergassing ten behoeve van warmte- en/of elektriciteitsopwekking tot 2010 niet substantieel in omvang zullen toenemen:

- De emissie-eisen (volgens het nieuwe VROM-voorstel) zijn moeilijker te realiseren en duurder bij kleinschalige installaties dan bij grote installaties;
- Gemakkelijk te contracteren en goedkope beschikbare stromen worden al ingezet in grootschalige installaties;
- De kosten voor de bouw en exploitatie van kleinschalige installaties zijn relatief hoger dan bij de inzet van biomassa in bestaande AVI's en kolencentrales;
- Voor grootschalige toepassing van kleinschalige installaties zijn nog relatief veel R&D-inspanningen nodig;
- De vergunningaanvraag vergt een relatief grote voorinvestering, die gemakkelijker is op te brengen bij grootschalige projecten;
- De problemen met de omgeving met betrekking tot transport, opslag en voorbereiding kunnen relatief groter zijn voor kleinschalige installaties;
- Voor kleinschalige projecten kan het moeilijker zijn de onzekerheden en risico's in te schatten en af te dekken.

Kortom, de rol van kleinschalige biomassa-installaties lijkt op korte termijn slechts marginaal van aard te blijven en zich te beperken tot enkele nichemarkten. Ook op langere termijn, wanneer de kolencentrales uit bedrijf genomen worden, is het de vraag of kleinschalige installaties de rol van kolencentrales kunnen overnemen. Er kan dan immers al sprake zijn van een 'lock-in' effect waarbij de vervoersinfrastructuur (via het water), opslagfaciliteiten, voorbereiding en procesvoering relatief in het voordeel is van nieuwe grootschalige installaties. Dit geldt ook voor de productie van gasvormige en vloeibare brandstofdragers uit duurzame bronnen. Een eventuele markt hiervoor dient nog volledig vormgegeven te worden en de

verwachting is dat vooral nieuwe grootschalige technologieën daarbij een belangrijke plaats in gaan nemen. Het lijkt echter niet aannemelijk dat gasvormige en vloeibare brandstoffen uit duurzame bronnen op korte termijn een grote rol gaan spelen op de energiemarkt, omdat verdere technologische ontwikkeling noodzakelijk is, de kosten nog te hoog zijn en het flankerende beleid minder zwaar is dan bijvoorbeeld bij duurzame elektriciteit. Wel is het voorstelbaar dat, gezien het belang ervan voor de vervoerssector, R&D-activiteiten op dit gebied sterk zullen gaan toenemen.

Toekomstverwachtingen

Momenteel dragen mee- en bijstook in kolencentrales voor iets minder dan 7 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof bij aan de hoeveelheid duurzame energie die in Nederland wordt geproduceerd. In de toekomst kan dit, afhankelijk van een aantal technische randvoorwaarden, oplopen tot ongeveer 60 PJ in 2010. De kolencentrales kunnen daarmee een belangrijke bijdrage leveren aan de duurzame energie doelstelling van circa 163 PJ in 2010 (ongeveer 5% van het totale energieverbruik in Nederland). Bij de AVI's, die momenteel zo'n 11,5 PJ aan uitgespaarde fossiele brandstof leveren, wordt geen groei meer verwacht.

De beschikbaarheid van biomassa vormt geen knelpunt, zeker ook omdat er eventueel kan worden ingekocht op de internationale markt. Ook een eventuele aanscherping van de definitie op Europees niveau is van de baan, zodat dit geen knelpunt meer vormt. De belangrijkste obstakels om tot deze bijdrage te komen worden gevormd door een aantal ontwikkelingen:

- Naar aanleiding van het VROM-voorstel voor nieuwe emissie-eisen is er een discussie ontstaan over de milieu- en energieprestatie van de inzet van biomassa en afval in kolencentrales. Provincies hebben hierover hun bedenkingen geuit.
- Het afvalbeleid kan leiden tot een alternatieve niet-groene brandstof die voor de eigenaren van de kolencentrales wellicht aantrekkelijker is om in te zetten.
- Op langere termijn zou de acceptatie van groene elektriciteit uit kolencentrales door afnemers, mede door de beïnvloeding van de beeldvorming via campagnes van aanbieders en belangengroeperingen (milieu-organisaties), sterk kunnen afnemen.

Door de comparatieve nadelen van kleinschalige biomassa-installaties ten opzichte van de grootschalige inzet van biomassa in kolencentrales, lijken de perspectieven voor kleinschalige installaties niet veelbelovend. Een uitzondering vormt wellicht de inzet voor de productie van gasvormige en vloeibare brandstofdragers. Voornog zal het daarbij gaan om demonstratieprojecten van beperkte omvang.

ENERGIEPRIJZEN

Een goed functionerende geliberaliseerde energiemarkt moet leiden tot kostenefficiëntie bij de energievoorziening, waarbij de energieprijzen een afspiegeling vormen van deze kosten. Er moet echter onderscheid worden gemaakt tussen dat deel van de energieprijzen dat werkelijk onder concurrentie tot stand komt, zoals de productie en levering van energie, en het deel dat te maken heeft met de gereguleerde activiteiten in de energiemarkt, zoals energietransport. Ook maken overheidsheffingen, zoals brandstofbelasting en regulerende energiebelasting, onderdeel uit van de eindverbruikersprijzen.

De concurrentie in het elektriciteitsaanbod kan zorgen voor een aanvankelijke daling van de prijzen. Op middellange termijn zal er echter krapte in het aanbod kunnen ontstaan waardoor prijzen oplopen en vooral sterker kunnen gaan fluctueren. Op de gasmarkt zal de relatie tussen de gasprijs en de olieprijs een minder grote rol kunnen gaan spelen, dit als gevolg van een toenemende 'gas to gas' competitie. De concurrentie op de gasmarkt is voorlopig echter nog minder ontwikkeld dan op de elektriciteitsmarkt.

In dit laatste deel van *Energie Markt Trends 2001* wordt eerst een overzicht gegeven van verschillende prijzen, tarieven en heffingen die op de gas- en elektriciteitsmarkt een rol spelen. Daarna volgen twee analyses die inzicht geven in de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt en de opbouw van de gas- en elektriciteitsprijzen. Daarbij wordt ook ingegaan op de opbouw van de huidige prijs voor groene stroom. Er worden verwachtingen uitgesproken over energieprijzen in een toekomstige volledig vrije energiemarkt.

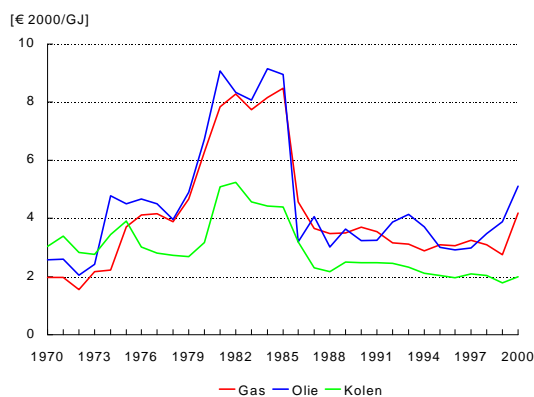
Brandstofprijzen

In figuur 4.1 worden trends van de brandstofprijzen weergegeven over de afgelopen dertig jaar. De brandstofprijzen gelden voor industriële grootverbruikers en elektriciteitscentrales. De prijzen zijn weergegeven in euro 2000 en zodoende gecorrigeerd voor inflatie. In de periode na 1985 is sprake van betrekkelijk stabiele brandstofprijzen, waarbij voor de drie brandstofprijzen gemiddeld een licht dalende trend waarneembaar is. Door een significante olieprijsstijging in 2000 is een trendbreuk ontstaan. Doordat de gasprijs in Nederland is gekoppeld aan de olieprijs, lopen de prijsontwikkelingen van deze twee brandstoffen vrijwel gelijk op. Begin 2001 is de olieprijs weer enigszins gedaald. Tussen de kolenprijs en olieprijs bestaat geen directe koppeling. Desalniettemin heeft de olieprijs wel enig effect op de kolenprijs.

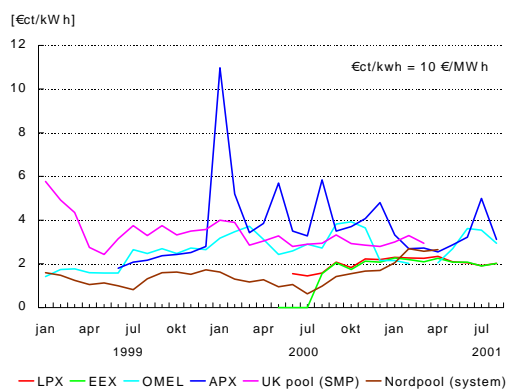
Spotmarktprijzen elektriciteit

De nationale elektriciteitsmarkten in Europa zijn op verschillende manieren vormgegeven. Er kan sprake zijn van een verplichte elektriciteitspool waar alle elektriciteit wordt verhandeld of een vrijwillige elektriciteitsbeurs waarnaast een bilaterale contractenmarkt bestaat. Figuur 4.2 toont de prijsontwikkeling van spotmarktprijzen van verschillende elektriciteitspools en -beurzen in Europa. De elektriciteitspool in het Verenigd Koninkrijk is sinds maart 2001 vervangen door een vrijwillige elektriciteitsbeurs. Formeel is het Spaanse OMEL een vrijwillige elektriciteitsbeurs, maar de facto is sprake van een pool waarop 90% van het elektriciteitsvolume wordt verhandeld. De Duitse EEX en LPX, het Scandinavische Nordpool en de Nederlandse APX zijn alle vrijwillige beurzen die concurreren met een bilaterale contractenmarkt.

De elektriciteitsprijzen op de spotmarkt van de APX wijken af van die van andere beurzen. Opvallend zijn vooral de fluctuaties, maar ook de hoogte van de prijzen. Deze worden bepaald door lokale marktomstandigheden (zie ook *Inzicht Energieprijzen*). De sterke correlatie tussen de spotmarktprijzen van de LPX (Leipzig) en de EEX (Frankfurt) komt doordat beide prijzen betrekking hebben op de Duitse elektriciteitsmarkt.



Figuur 4.1 Inflatie gecorrigeerde brandstofprijzen over de afgelopen dertig jaar in euro 2000



Figuur 4.2 Spotmarktprijzen voor elektriciteit op verschillende elektriciteitsbeurzen in Europa (maandgemiddelden)

Eindverbruikersprijzen gas

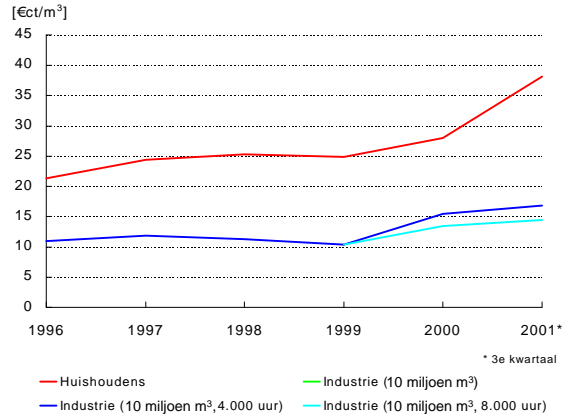
Figuur 4.3 toont de gemiddelde eindverbruikersprijzen voor gas. Het oude tariefstelsel, het zogenaamde zonesysteem, is met de invoering van de liberalisering van de gasmarkt verdwenen.

De gasprijs voor gebonden afnemers, waaronder huishoudens, wordt sindsdien gereguleerd. De industriële afnemers met een jaar afname van meer dan 10 miljoen m³ zijn sinds 2000 vrij. Voor deze afnemers geldt een transporttarief dat afhankelijk is van de maximale uurcapaciteit. Door de jaarafname te delen door de maximale uurcapaciteit ontstaat een vollast bedrijfstijd. Figuur 4.3 toont de eindverbruikersprijs voor een vrije afnemer bij twee verschillende bedrijfstijden. De stijging in de eindverbruikersprijzen voor zowel huishoudens als industriële afnemers wordt grotendeels veroorzaakt door de stijgende olieprijs. Daarnaast wordt de sterke stijging van de eindverbruikersprijzen voor kleinverbruikers, waaronder huishoudens, bij zowel elektriciteit als gas veroorzaakt door een verhoging van de REB.

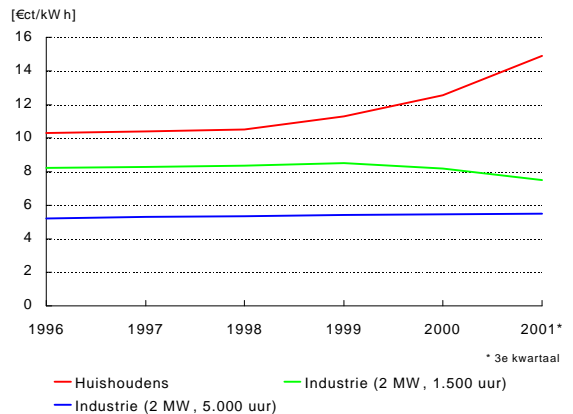
Eindverbruikersprijzen elektriciteit

De eindverbruikersprijzen voor gas en elektriciteit bestaan uit de commodityprijs, een handelsmarge, een transporttarief en eventuele energieheffingen. De ontwikkeling in de eindverbruikersprijzen voor elektriciteit wordt getoond in figuur 4.4 voor huishoudens en industriële afnemers. De figuur toont gemiddelde prijzen, aangezien er prijsverschillen zijn tussen de verschillende netwerkbedrijven (zie ook figuur 4.7 en figuur 4.8). De transporttarieven voor elektriciteit zijn gereguleerd en bestaan voor grootverbruikers uit een vermogenscomponent (kW) en een variabele component (kWh). Hierdoor zijn de transportkosten afhankelijk van zowel het afgenomen vermogen als de bedrijfstijd van een grootverbruiker.

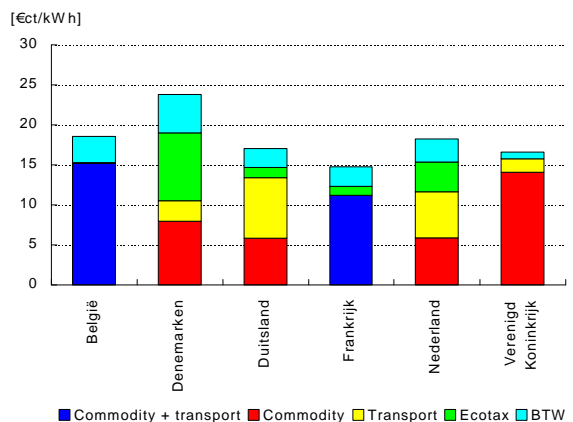
Figuren 4.5 en 4.6 tonen de opbouw van de eindverbruikersprijzen voor elektriciteit in verschillende Europese landen. Niet alleen



Figuur 4.3 Gemiddelde eindverbruikersprijzen voor gas voor huishoudens en industriële afnemers (excl. BTW)



Figuur 4.4 Gemiddelde eindverbruikersprijzen voor elektriciteit voor huishoudens en industriële afnemers (excl. BTW)



Figuur 4.5 Opbouw elektriciteitsprijzen voor huishoudens in verschillende Europese landen in 2000

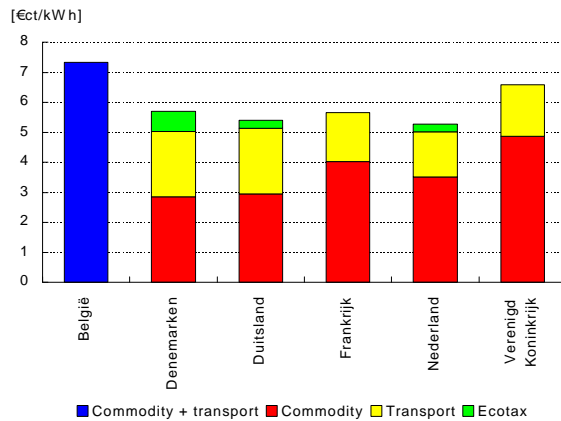
de commodityprijzen, maar ook de transporttarieven en heffingen zijn per land sterk verschillend. Voor Frankrijk en België is geen onderscheid gemaakt tussen commodityprijs en transporttarief voor huishoudens. Voor België geldt dit eveneens voor industriële afnemers.

De elektriciteitsproductie in verschillende landen kan in principe met elkaar concurreren. Desondanks kunnen prijsverschillen bestaan vanwege beperkingen in de landgrensoverschrijdende netcapaciteit (zie ook *Inzicht Energieprijzen*).

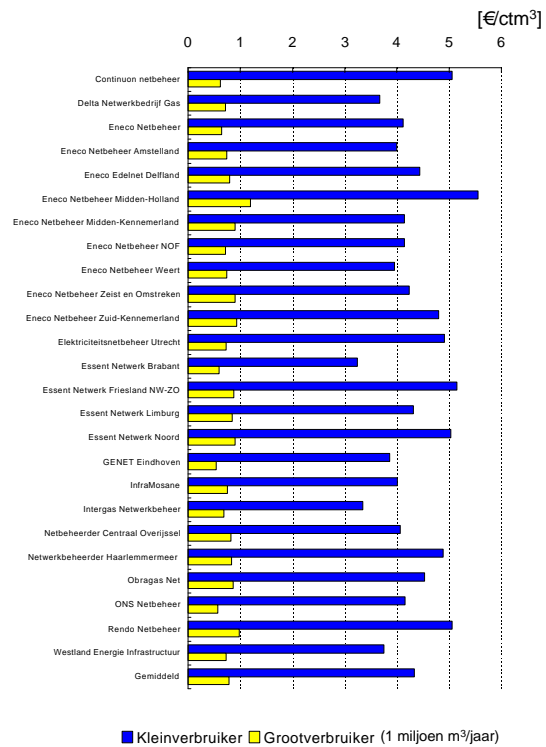
De structuur van de transporttarieven zijn voor elk land anders, waardoor ook de hoogte van de transporttarieven verschillend zijn. Er zijn met name grote verschillen in de transporttarieven voor huishoudens (figuur 4.5). Ook de heffingen (ecotax en BTW) verschillen per land. De eindverbruikersprijs voor huishoudens in Denemarken bestaat voor meer dan de helft uit heffingen, maar ook in Nederland wordt de elektriciteitsprijs voor huishoudens voor een groot deel door heffingen bepaald. Figuur 4.6 laat zien dat grootverbruikers in Denemarken, Duitsland en Nederland ecotax in rekening gebracht krijgen, maar in België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk niet.

Gereguleerde tarieven gasmarkt

Voor het gasnetwerk geldt het principe van onderhandelbare nettoegang (zie ook *Inzicht Energiebeleid en marktregulering*). Zodoende gelden alleen voor gebonden afnemers gereguleerde gasnettarieven. Voor het jaar 2001 heeft DTe deze nettarieven vastgesteld voor alle gasnetwerkbeheerders in Nederland (zie figuur 4.7). De structuur van het nettarijfsysteem is gebaseerd op het oude tariefsysteem (zonesysteem) zodat de hoogte afhankelijk is van de totale gasconsumptie. Naarmate het jaarlijks gasverbruik hoger is, daalt het nettatarief. Voor nettarieven die aan gebonden afnemers in rekening worden gebracht geldt een efficiencykorting (zie ook *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*).

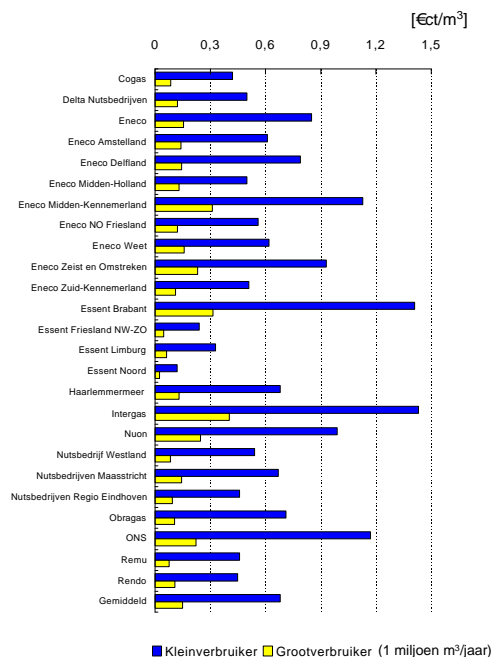


Figuur 4.6 Opbouw elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers in verschillende Europese landen in 2000



Figuur 4.7 Transporttarieven voor gas voor twee typen afnemers bij verschillende netbeheerders in 2001

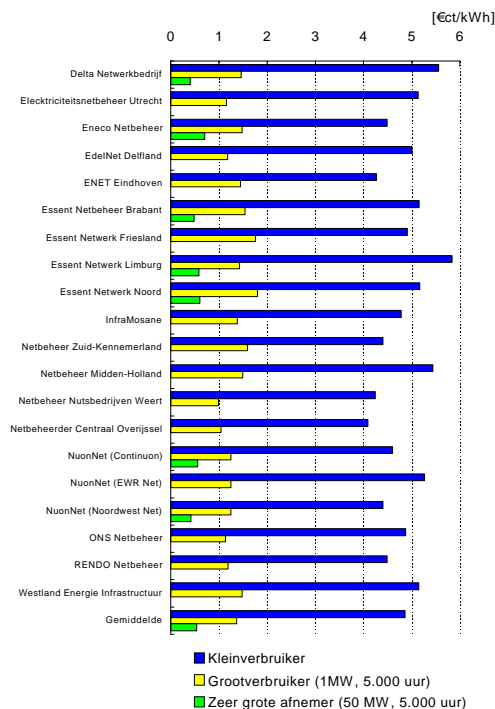
Leveranciers van gas aan gebonden afnemers (vergunninghouders) kunnen de inkoopprijs verhogen met een opslag (zie figuur 4.8). Deze gereguleerde opslag kan worden gezien als een brutomarge waarmee de eigen kosten van het gasbedrijf worden gedekt. Hoewel de opslag, vergeleken met de uiteindelijke eindverbruikersprijs (zie figuur 4.3), relatief gering is, zijn de verschillen in hoogte van de opslag tussen de diverse gasbedrijven groot.



Figuur 4.8 Gereguleerde opslag op de inkoopprijs voor vergunninghouders bij levering van gas aan gebonden afnemers in 2001

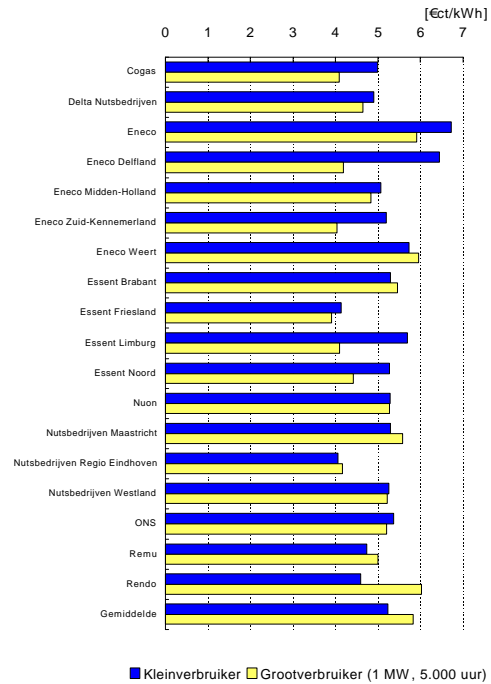
Gereguleerde tarieven elektriciteitsmarkt

Figuur 4.9 toont de elektriciteitsnettariëven van verschillende netbeheerders voor een drietal typen afnemers. Deze tarieven worden vastgesteld door DTe. De hoogte van de tarieven is gebaseerd op de kosten van de netwerkbedrijven in het jaar 1996, waarop vervolgens een efficiëntiekorting is toegepast (zie ook *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*). Het spanningsniveau waarop de afnemer is aangesloten bepaalt in belangrijke mate het uiteindelijke elektriciteitsnettariëf. Hoe lager het spanningsniveau van de aansluiting, des te hoger de transportkosten. In figuur 4.9 is ervan uitgegaan dat huishoudens zijn aangesloten op het laagspanningsnet, de grootverbruiker op het middenspanningsnet en de zeer grote afnemers op het hoogspanningsnet. Niet alle netwerkbedrijven beschikken over een hoogspanningsnet. In dat geval zullen zeer grote afnemers ook op het middenspanningsnet zijn aangesloten (niet getoond in figuur 4.9).



Figuur 4.9 Transporttarieven voor elektriciteit in 2001 voor drie typen afnemers bij verschillende netbeheerders

Voor de gebonden elektriciteitsafnemers is ook de prijs voor de geleverde elektriciteit (de commodityprijs) onderhevig aan regulering. Deze gereguleerde commodityprijs wordt het leveringstarief genoemd (zie figuur 4.10). Ieder kwartaal stelt DTe de hoogte van deze leveringstarieven vast aan de hand van de zogenaamde maatstafregulering (zie ook *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*). Als gevolg van deze maatstafregulering zullen de verschillen in hoogte van de leveringstarieven tussen de diverse vergunninghouders snel kleiner worden.



Figuur 4.10 Leveringstarieven voor elektriciteit voor gebonden afnemers bij verschillende vergunninghouders (derde kwartaal 2001)

Heffingen

Sinds 1996 wordt in Nederland op zowel aardgas als elektriciteit een Regulerende Energiebelasting (REB) geheven. In het kader van de vergroening van het Nederlandse belastingstelsel is deze heffing sindsdien sterk gestegen. De tarieven die voor 2001 gelden staan vermeld in tabel 4.1. Voor elektriciteit dat wordt geproduceerd uit duurzame bronnen geldt ten aanzien van REB een nihiltarief.

Naast REB wordt op gas ook een brandstofbelasting (BSB) geheven. In 2001 bedraagt deze BSB 1,03 €/m³ bij een gasverbruik tot 10 miljoen kubieke meter per jaar en voor een verbruik daarboven 0,68 €/m³. In verband met de internationale concurrentie op de elektriciteitsmarkt is vanaf 2001 brandstof die wordt gebruikt voor elektriciteitsproductie vrijgesteld van BSB.

Tabel 4.1 Tarieven voor de Regulerende Energie Belasting (REB) in 2001

Elektriciteit jaarverbruik (kWh)	REB €/kWh
van 0 tot 10.000	5,83
van 10.000 tot 50.000	1,94
van 50.000 tot 10 miljoen	0,59
boven 10 miljoen	0

Gas Jaarverbruik (m ³)	REB €/m ³
van 0 tot 5.000	12,03
van 5.000 tot 170.000	5,62
van 170.000 tot 1 miljoen	1,04
boven 1 miljoen	0

Prijsvorming en marktgedrag op de elektriciteitsmarkt

Een goede prijsvorming op de groothandelsmarkten voor elektriciteit is bijzonder belangrijk voor de ontwikkelingen in de elektriciteitssector. Vanaf 2001 is een veilingstelsel voor de importcapaciteit in werking, waardoor de concurrentie tussen de Nederlandse elektriciteitsmarkt met die in Duitsland en België is verbeterd. Door sterke prijsschommelingen op de APX is het vermoeden van marktmanipulatie ontstaan. Dit maakt een goede monitoring van de elektriciteitsmarkt en eventueel ingrijpen door de toezichthouders DTe en NMa gewenst. Het is daarnaast nog onvoldoende zeker of een efficiënte vernieuwing en uitbreiding van het productievermogen zal plaatsvinden alleen op basis van prijssignalen van de elektriciteitsmarkt. Aanvullende maatregelen kunnen noodzakelijk zijn om een gegarandeerde en betaalbare elektriciteitsvoorziening te waarborgen.

Groothandelsmarkten voor elektriciteit

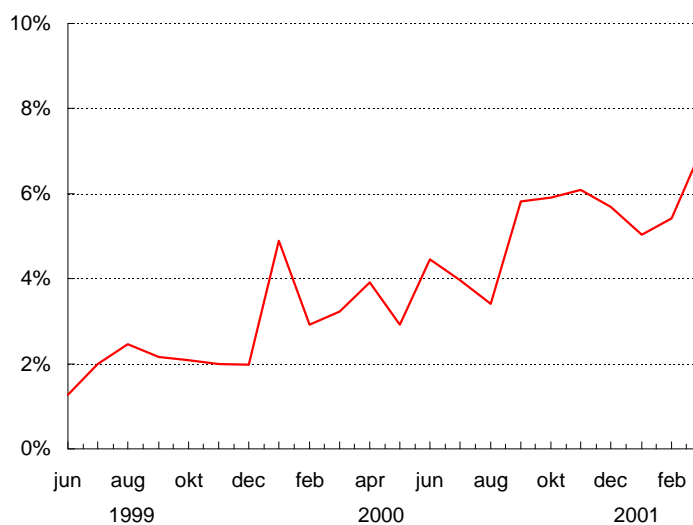
Na de start van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt in 1998 zijn in Nederland twee groothandelsmarkten ontstaan: een bilaterale contracten markt, of 'over the counter' markt (OTC), en de elektriciteitsbeurs, de Amsterdam Power Exchange (APX). De APX is een vrijwillige markt die volledig in competitie is met de bilaterale OTC-markt. Met de liberalisering van de elektriciteitsmarkten in Europa in het vooruitzicht, een aantal marktpartijen de APX opgericht om op deze manier heeft een handelsplaats voor elektriciteit te creëren. Momenteel handelt de APX in een 'day-ahead' markt en een onbalansenmarkt. De 'day-ahead' markt is actief sinds 25 mei 1999. De onbalansenmarkt is ontwikkeld om marktpartijen de mogelijkheid te geven een eventuele onbalans te corrigeren die in de loop van een dag kan ontstaan als gevolg van onverwachte variaties in de elektriciteitsvraag of -productie. De handel op de APX gebeurt anoniem, dat wil zeggen dat handelende partijen zichzelf niet bekend hoeven te maken. Bovendien zijn contracten bij de APX gestandaardiseerd om de handel te vergemakkelijken.

Spotmarkt

De day-ahead markt wordt gezien als een spotmarkt. In de spotmarkt kunnen deelnemers bieden op elektriciteit voor elk uur van de volgende dag (day ahead). Na sluiting van de markt worden de prijzen voor elk uur bekend gemaakt. Vanaf het begin laat de day-ahead markt van de APX aanzienlijk prijsfluctuaties zien. Tot eind 2000 werd de oorzaak hiervoor bij het Protocol gelegd (zie *Overzicht Energiebeleid en Marktregulering*), omdat de elektriciteitshandel op de APX in die periode voornamelijk was gebaseerd op elektriciteitsimport. De eigenschappen van het elektriciteitssysteem hebben echter ook een belangrijke invloed op prijsvorming op de spotmarkt. Drie factoren spelen hierin een rol. Ten eerste moet elektriciteit voortdurend in balans worden gehouden. Wanneer op bepaalde momenten vraag en aanbod niet met elkaar in balans zijn, kan dat de stabiliteit van het hele netwerk in gevaar brengen. Ten tweede is het in de praktijk niet mogelijk om elektriciteit op te slaan waardoor leveranciers en afnemers zichzelf niet met fysieke volumes kunnen indekken tegen perioden waarin elektriciteitsprijzen aanzienlijk toenemen. Ten derde is elektriciteitsvraag op de korte termijn vrijwel ongevoelig voor prijswijzigingen. Wanneer prijzen stijgen verminderen afnemers hun vraag nauwelijks, ook al omdat het direct doorgeven van deze prijssignalen ('real-time pricing') in de praktijk niet plaatsvindt. Deze drie eigenschappen resulteren in zeer inelastische vraag- en aanbodcurven bij piekbelasting, waardoor zich in korte tijd aanzienlijke prijsstijgingen kunnen voordoen. Om de financiële risico's die hieruit

kunnen voortvloeien te vermijden zullen energiebedrijven zich willen indekken tegen grote prijsschommelingen (zie kader *Hedging en derivaten*).

De spotmarkt van de APX heeft nog een gebrek aan liquiditeit, dat wil zeggen dat een handelende partij door een transactie op de beurs een substantiële invloed kan uitoefenen op de prijs. Hierdoor is nog geen sprake van goede prijsvorming. Niettemin is handel in elektriciteit op de APX langzaam aan het toenemen, zeker na beëindiging van het Protocol eind 2000. Figuur 4.11 toont de ontwikkeling van het elektriciteitsvolume dat op de APX is verhandeld. Het betreft het gemiddelde maandelijks handelsvolume ten opzichte van de fysieke levering. Het handelsvolume op de spotmarkt zal naar verwachting verder toenemen. Op sommige dagen bereikt de day-ahead markt al een aandeel van 11%. Om de transparantie van de spotmarkt te vergroten is de APX in augustus 2001 begonnen met het publiceren van de geaggregeerde vraag- en aanbodcurves.



Figuur 4.11 Marktaandeel elektriciteit verhandeld op de APX (maandelijks gemiddeld handelsvolume ten opzichte van de fysieke levering)

'Over the counter' markt

De OTC-markt is ontstaan als gevolg van de liberalisering van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De handel is gebaseerd op bilaterale onderhandelingen, met op maat gemaakte contracten. Voorbeelden van contracten die verhandeld worden op de Nederlandse OTC-markt zijn 'day-ahead' en 'forward' contracten, 'swaps' en opties (zie ook kader *Hedging en derivaten*). Op deze markt staan handelaren voortdurend met elkaar in verbinding via telefoons en beeldschermen, wat hen in staat stelt voortdurend nieuwe vraag en aanbod van elektriciteit te ontdekken. Firma's zoals Platts, Dow Jones en Argus verstrekken informatie over de OTC-markt door regelmatig informatie op te vragen bij een representatief deel van de handelaren op de OTC-markt. Het verstrekken van deze informatie gebeurt op vrijwillige basis. De informatie over prijzen is meestal betrouwbaar, maar de informatie betreffende de verhandelde hoeveelheden doorgaans niet.

Marktmacht

Manipulatie van de markt is een factor die in de geherstructureerde elektriciteitsmarkten danig is onderschat. Gezien de eigenschappen van elektriciteit kunnen bedrijven die opwekcapaciteit bezitten de markt op zeer effectieve wijze manipuleren. Dit geldt met name voor producenten waarvan een deel van de productie nog niet is verkocht. Deze bedrijven zouden profiteren van een toename

Hedging en derivaten

Elektriciteitsprijzen worden beïnvloed door veranderingen in de elektriciteitsvraag, de beschikbaarheid van opwekcapaciteit, brandstofkosten en andere productiekosten. In een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt zal de prijsvorming aan sterkere veranderingen onderhevig zijn, dan bij het in het verleden gehanteerde prijssysteem dat uitsluitend was gebaseerd op productiekosten, vaste marges en kostenverevening. Om zich tegen financiële risico's in te dekken die prijsfluctuaties met zich meebrengen ('hedging'), kunnen energiebedrijven en andere marktpartijen gebruik maken van bilaterale contracten of afgeleiden daarvan. 'Futures', 'forwards', opties en 'swaps' zijn hulpmiddelen die speciaal ontworpen zijn voor hedging. Ze worden derivaten genoemd omdat hun waarde afhangt van de waarde van andere activa. Dit soort contracten wordt door de meeste producenten, markthandelaren en grote energieafnemers niet zozeer gebruikt om er geld mee te verdienen, maar om de financiële planning te vergemakkelijken.

Een gangbare derivaat is een 'forward' contract, een op maat gemaakt bilateraal contract dat over het algemeen verhandeld wordt op de OTC-markt. Bij een forwardcontract is een partij verplicht elektriciteit op een toekomstige datum te kopen of te verkopen tegen een vooraf vastgestelde termijnprijs. Als de spotprijs van elektriciteit op de betaaldatum hoger is dan de termijnprijs, levert dit de koper een winst op, maar als de spotprijs lager is dan de afgesproken prijs dan heeft de verkoper winst. Bij forward contracten is de tegenpartij altijd een handelaar.

Futures zijn ook termijnleveringscontracten zoals forwards. Ze hebben echter een aantal eigenschappen die forwardcontracten niet hebben. Futures zijn gestandaardiseerde contracten, dat wil zeggen dat ze voorzien zijn van een vooraf vastgelegde leveringsdatum, -locatie en -hoeveelheid, waardoor de prijs transparanter wordt. Ze worden verhandeld op georganiseerde beurzen. De tegenpartij bij futurecontracten is een clearinghouse. Deelnemers aan de beurs betalen winsten en verliezen dagelijks, dat wil zeggen dat de partijen dagelijks na afloop van de handel de prijsverschillen van de futures via het clearinghouse met elkaar vereffenen.

Andere soorten derivaten zijn 'swaps' en opties. Een prijs-swap is een overeenkomst die gesloten is tussen twee partijen om blootstellingen aan specifieke prijsrisico's te ruilen gedurende een vastgestelde periode. Opties zijn derivaten die marktpartijen verzekeren van handelswaar binnen een bepaalde prijscategorie. De koper van een put of floor optie betaalt een premie voor het recht om elektriciteit tegen een vooraf vastgestelde prijs te verkopen op een vastgestelde datum. Daarentegen betaalt een koper van een call of caps optie een premie voor het recht om handelswaar te kopen tegen een vooraf vastgestelde prijs en op een vastgesteld moment.

van de spotprijs tegen de tijd dat er geleverd moet worden. Een producent kan door het kopen van termijnleveringscontracten zijn marktpositie versterken. Tegen de tijd dat de elektriciteit geleverd moet worden, bezit deze producent dan niet alleen zijn eigen productiecapaciteit, maar ook een deel van de capaciteit van andere producenten. Door eigen vermogen achter te houden of storingen voor te wenden en zijn leveringsverplichtingen te dekken met de gekochte termijnleveringscontracten dwingt deze producent andere producenten vermogen in te zetten met hogere marginale kosten, waardoor de prijs van elektriciteit zal stijgen. Marktmacht kan effectief worden uitgeoefend gedurende perioden met piekbelasting, dat wil zeggen wanneer het aanbod van elektriciteit het grootst is. Gedurende de piekbelasting zal de onttrekking van capaciteit een groter effect op de prijs hebben dan gedurende perioden wanneer er geen piekbelasting is.

Een goede regulering van de elektriciteitsmarkt zou dit soort misbruik moeten voorkomen. In de eerste helft van 2001 kwamen op de day-ahead markt van de APX een aantal prijspielen voor, waardoor ook op de Nederlandse elektriciteits-

markt het uitoefenen van marktmacht werd vermoed. TenneT, de systeembeheerder van het elektriciteitsnet, heeft hier een onderzoek naar ingesteld en constateert dat de prijsspieken werden veroorzaakt door storingen in het opwekvermogen, onderhoudswerk in Nederlandse en Belgische centrales en vermogensterugval veroorzaakt door koelwaterbeperkingen. Verder heeft TenneT vastgesteld dat zich geen bijzonderheden hebben voorgedaan met betrekking tot de capaciteit van het net of de biedingen tijdens de dagelijkse en maandelijkse veilingen op het importvermogen. TenneT voegt hier wel aan toe dat de prijsontwikkelingen aangeven dat het monitoren van het marktgedrag nodig is. NMa en DTe hebben aangekondigd een monitoringsysteem op te zetten om de prijsontwikkeling en het gedrag van ondernemingen op de elektriciteitsmarkt te analyseren.

Preventie en sanctioneren

Er zijn twee typen maatregelen mogelijk om het uitoefenen van marktmacht tegen te gaan: preventie en sanctioneren. Bij preventie is sprake van maatregelen die het voor partijen met veel termijncontracten minder goed mogelijk maakt om marktmacht uit te oefenen. Een limiet op het aantal posities dat een onderneming op de elektriciteitsmarkt kan innemen, zal eigenaren van opwekcapaciteit bijvoorbeeld beperkingen opleggen bij het verzamelen van grote marktaandelen. Dit kan de kwetsbaarheid van de markt voor manipulatie aanzienlijk reduceren.

De andere mogelijkheid betreft het opleggen van sancties aan diegenen die de markt proberen te manipuleren. Het is echter niet eenvoudig vast te stellen in hoeverre een bedrijf daadwerkelijk marktmacht uitoefent. Een bedrijf kan bijvoorbeeld capaciteit achterhouden met als verklaring dat er technische problemen zijn met de centrales. Verder kunnen prijzen in de day-ahead markt aanzienlijk stijgen als de vraag de maximaal beschikbare capaciteit benadert, waardoor het moeilijk is te bepalen of de prijsstijging het gevolg is van de aard van de markt of doordat marktmacht wordt uitgeoefend. Ook kan marktmacht eenvoudiger geconstateerd worden in het ene handelssysteem dan in een andere. Bij verplichte 'power pools', zoals in het verleden in Groot-Brittannië en Californië werden toegepast, werd alle productiecapaciteit op één plaats aangeboden. Dit vergemakkelijkt het verzamelen van gegevens, waardoor diegene die de markt probeert te manipuleren makkelijker geïdentificeerd kan worden. In een elektriciteitsmarkt zoals die in Nederland is georganiseerd, is dit echter veel moeilijker, aangezien de handel op meerdere plaatsen geschied en voor een deel op anonieme basis plaatsvindt.

Congestie management

De prijsverschillen op de elektriciteitsmarkten in Nederland en in Duitsland en België stimuleren de import van elektriciteit. Hierdoor is de afgelopen twee jaar de vraag naar import veel groter geweest dan de beschikbare importcapaciteit. Voor 2000 is door TenneT de beschikbare importcapaciteit verdeeld over verschillende categorieën (zie tabel 4.2). Omdat de in 2000 gehanteerde verdeling door marktpartijen als onbevredigend werd ervaren, is vanaf januari 2001 door TenneT, tezamen met de Belgische landelijke netbeheerder ELIA (voorheen CPTE) en de Duitse netbeheerders RWE Net en E.ON Netz, een veilingstelsel geïmplementeerd dat jaarlijkse, maandelijkse en dagelijkse contracten veilt, zowel voor import als voor export. Als er capaciteitsbeperkingen optreden in de netverbindingen, dan wordt de capaciteit voor de volgende day-ahead veiling meteen gereduceerd. Als de beperkingen in de netverbindingen nog groter zijn, vindt ook een reductie plaats op de capaciteit die aan maandelijkse contracten wordt toegewezen. De resultaten van de veilingen zijn beschikbaar via Internet (zie *Nadere informatie*). De prijzen die zijn betaald voor de beschikbare capaciteit van jaarlijkse contracten worden in

tabel 4.2 weergegeven. De veilingprijzen voor maandelijkse contracten en day-ahead contracten worden getoond in respectievelijk figuren 4.12 en 4.14.

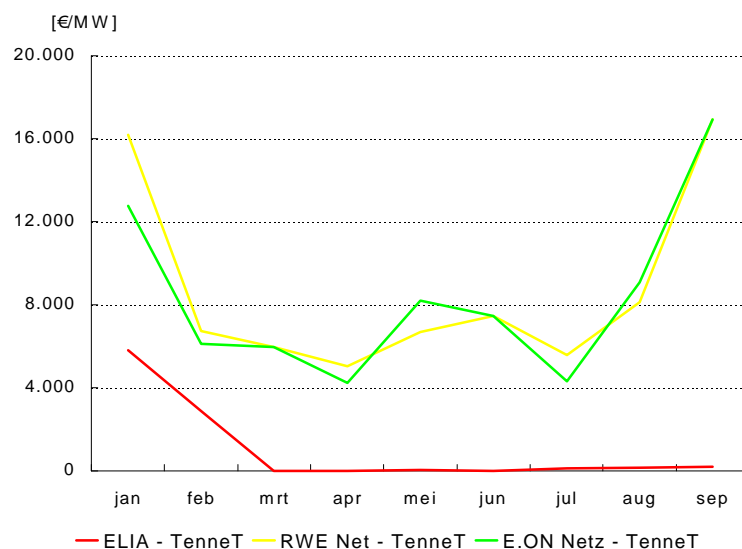
Tabel 4.2 Toewijzing van importcapaciteit in 2000 en 2001

	2000	2001
Totale beschikbare capaciteit	3.500 MW	3.900 MW
UCTE verplichtingen	300 MW	300 MW
Voormalige SEP lange termijn contracten	1.500 MW	900 MW
Jaarcontracten	800 MW	
APX day-ahead markt	900 MW	
Jaarcontracten (veiling)		900 MW
Maandcontracten (veiling)		550 MW
Dagcontracten (veiling)		Overige

De maandelijkse veilingen vinden plaats twee weken voordat de betreffende periode ingaat. Figuur 4.2 toont de prijsontwikkelingen van de verschillende maandelijkse veilingen tot en met september 2001. Tabel 4.3 en figuur 4.12 laten zien dat sprake is van congestie op de netverbindingen bij jaarcontracten voor import van elektriciteit uit België en Duitsland en bij maandcontracten alleen bij import uit Duitsland.

Tabel 4.3 Prijzen betaald op de veiling voor de 900 MW importcapaciteit voor jaarcontracten in 2001

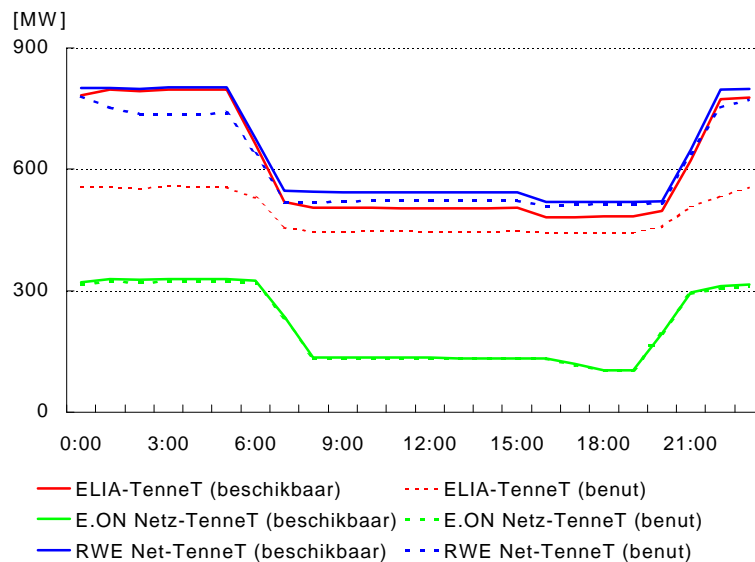
Landgrensoverschrijdende verbindingen	Van	Naar	Prijs jaar 2001 (€/MW)
ELIA – TenneT	België	Nederland	26.324
TenneT - ELIA	Nederland	België	105
RWE Net – TenneT	Duitsland	Nederland	95.484
TenneT - RWE Netz	Nederland	Duitsland	307
E.ON Netz – TenneT	Duitsland	Nederland	92.203
TenneT - E.ON Netz	Nederland	Duitsland	750



Figuur 4.12 Veilingprijzen van importcapaciteit voor maandelijkse contracten in 2001

Day-ahead veilingen en importcapaciteit

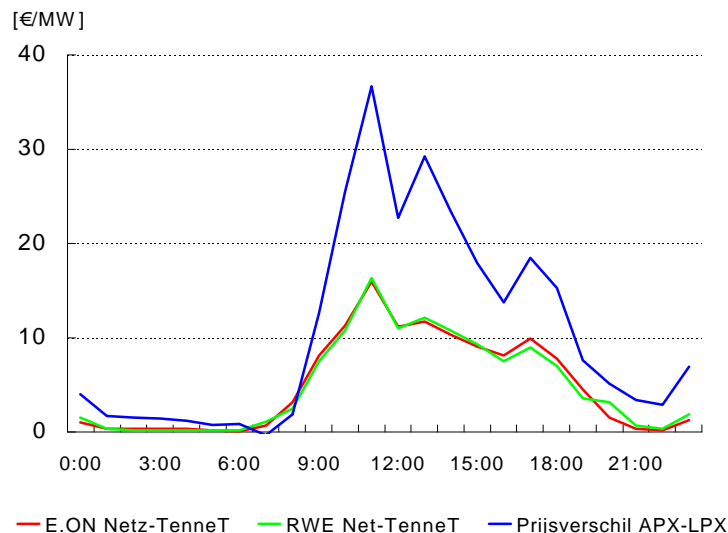
De capaciteit die wordt aangeboden voor day-ahead veilingen is niet constant en varieert gedurende de dag, waarbij minder capaciteit beschikbaar is gedurende perioden met piekvraag. Figuur 4.13 toont de gemiddeld beschikbare importcapaciteit voor day-ahead veilingen voor de periode van januari tot en met mei 2001. De figuur toont ook de gemiddelde capaciteit die aan geïnteresseerde partijen is toegewezen. Naarmate de twee lijnen dichter bij elkaar liggen, neemt de kans op congestie toe. Als twee lijnen elkaar overlappen is alle beschikbare capaciteit toegewezen.



Figuur 4.13 Beschikbare en verkregen importcapaciteit voor day-ahead contracten (gemiddeld voor periode januari tot en met mei 2001)

Uit figuur 4.13 blijkt duidelijk dat de netverbindingen die worden gebruikt om elektriciteit te importeren van Duitsland naar Nederland overdag volledig benut zijn. Hoewel er ook day-ahead veilingen plaatsvinden voor export van capaciteit (transfer van elektriciteit van Nederland naar België en Duitsland), blijft de toegekende capaciteit altijd onder de beschikbare capaciteit. De gemiddelde kosten van importcapaciteit gedurende congestieperioden wordt weergegeven in figuur 4.14. In deze figuur zijn tevens de prijsverschillen tussen day-ahead contracten op de energiebeurzen in Nederland en Duitsland uitgezet. Geconcludeerd kan worden dat congestie op de netverbindingen aan de Duits-Nederlandse grens wordt veroorzaakt door prijsverschillen die bestaan tussen elektriciteitsmarkten in beide landen.

In een competitieve markt zonder arbitrage-mogelijkheden en waar elektriciteitshandelaren ook geen transmissiekosten in rekening worden gebracht, zal de prijs voor importcapaciteit gelijk zijn aan het verschil in de verwachte groothandelsprijzen in beide buurlanden. Bij de day-ahead veiling gaat het overigens niet om de feitelijke, maar om de verwachte marktprijs voor de volgende dag. De veilingprijzen geven dus een indicatie van de prijsverschillen die voor bepaalde perioden van de dag tussen de twee landen kunnen bestaan.



Figuur 4.14 De prijs voor importcapaciteit van day-ahead contracten en prijsverschillen tussen de elektriciteitsbeurzen in Nederland en Duitsland

Nadelen veilingstelsel

Het veilingstelsel zoals dat door de landelijke netbeheerders wordt uitgevoerd, is een efficiënt en op de markt gebaseerd systeem, omdat een bieding precies de marktwaarde weergeeft zoals deze door de marktpartijen wordt gezien. Met andere woorden, de importcapaciteit wordt toegewezen aan de partij die bereid is daarvoor het meest te betalen. Dit systeem heeft echter ook nadelen:

- Elektriciteitscontracten kunnen afhankelijk zijn van de te veilen capaciteiten. In geval van een beperkte beschikbaarheid van capaciteit, met name bij de day-ahead veiling, bestaat het risico dat geen of minder capaciteit geveild wordt waardoor contracten niet kunnen worden uitgevoerd.
- Marktpartijen die grotere volumes verhandelen zijn in het voordeel.
- Vanwege de lage liquiditeit van de veilingmarkten zijn marktdominantie en manipulatie belangrijke risico's. Een economisch efficiënte allocatie van capaciteit vereist een zeker minimum aantal deelnemende marktpartijen. Van Electrabel wordt bijvoorbeeld gezegd dat het, vanwege zijn hoge marktconcentratie op de Belgische markt, een grote invloed heeft op de netverbinding tussen Nederland en België.

Alternatief systeem

Er zijn andere mogelijkheden om de uitwisseling van elektriciteit tussen landen te organiseren. In het Nordpool-gebied (Scandinavië) is bijvoorbeeld een markt-splitsing van toepassing. Met deze methode wordt een elektriciteitsbeurs verdeeld in verschillende biedingsregio's, met elk een beperkte onderlinge uitwisselingscapaciteit. Marktpartijen kunnen elektriciteit niet direct verhandelen tussen de regio's aangezien de uitwisseling tussen regio's beheerd wordt door de Nordpool Power Exchange. De spotprijs wordt bepaald door vraag en aanbod in de betreffende regio en de beschikbare capaciteit van de netverbindingen met andere regio's. Er is sprake van congestie wanneer de spotprijs in een regio hoger is dan die in een andere regio. Het marktmechanisme zorgt ervoor dat uitwisseling van elektriciteit tussen regio's plaats kan vinden. De voordelen van dit systeem zijn:

- de prijs reflecteert de beschikbare opwekcapaciteit;
- marktpartijen worden gestimuleerd om op de spotmarkt te handelen, en doordat de liquiditeit stijgt, worden daarmee risico's als marktdominantie verminderd;

- op de lange termijn zullen producenten, vanwege de hoge prijzen, investeren in gebieden waar krapte ontstaat in het elektriciteitsaanbod;
- prijssignalen zijn beschikbaar voor alle marktpartijen.

De introductie van dit systeem, dat in theorie aantrekkelijk lijkt en waaraan door veel deskundigen de voorkeur wordt gegeven, kan alleen een succes worden op bepaalde typen elektriciteitsmarkten. Op de continentale Europese markt bestaat een aantal fysieke, structurele en marktobstakels die de implementatie van een dergelijk systeem verhinderen. Het zeer geïntegreerde netwerk in dit gebied bemoeilijkt het afbakenen van biedingsregio's en het vaststellen van de beschikbare transmissiecapaciteiten.

Import groene stroom

Wanneer duurzaam opgewekte elektriciteit uit het buitenland wordt geïmporteerd speelt de congestie management op de netcapaciteit ook een rol. De groene elektriciteit die een leverancier verkoopt over één jaar moet in balans zijn met de geproduceerde groene elektriciteit, voor die uit Nederland samen met de import uit het buitenland. Dit betekent dat een energieleverancier de fysieke elektriciteit kan importeren op het moment dat de prijs hiervan (commodityprijs en veilingprijs samen) het laagst is. De fysieke elektriciteit zal dan, ongeacht het moment van opwekking, vooral in de daluren worden geïmporteerd.

Continuïteit van de elektriciteitsvoorziening

De leverings- en voorzieningszekerheid van elektriciteit was ook al een relevante kwestie in het centraal gereguleerde systeem dat in werking was vóór de liberalisering van de elektriciteitsmarkt. Om de leveringszekerheid te kunnen garanderen was het beleid van de samenwerkende elektriciteitsproducenten SEP erop gericht om ongeveer 12% meer capaciteit beschikbaar te hebben dan de piekvraag. De kosten van dit reservevermogen werd gedekt door de tarieven die aan de klanten werden doorberekend. Ten behoeve van de lange termijn voorzieningszekerheid stelde SEP tienjarenplannen op voor het benodigde nieuwe productievermogen.

In een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt bestaat geen centrale organisatie die beslist over het in bedrijf houden van oude centrales of investeringen in nieuw productievermogen. De investering in nieuwe capaciteit wordt overgelaten aan de marktpartijen. In theorie zou een competitieve markt ondernemingen correcte prijsstimulansen moeten geven waardoor zij worden aangezet investeringen te doen in nieuwe capaciteit. Er bestaan echter imperfecties in de markt die ervoor zorgen dat de werkelijkheid er anders uitziet. Risicomidend gedrag en marktmanipulatie kunnen leiden tot een gebrek aan investeringen in nieuw productievermogen. Bedrijven kunnen niet bereid zijn te investeren in benodigde piekcentrales, omdat deze gemiddeld maar weinig uren maken waardoor de opbrengsten van deze centrales onzeker zijn. Daarnaast zouden elektriciteitsproducenten opzettelijk investeringen in de sector achterwege kunnen laten waardoor, als gevolg van een capaciteitskrapte de duurste centrales in werking moeten worden gezet, met als gevolg dat de marktprijs zal stijgen. Uiteindelijk kan, op momenten van extreme piekvraag of door calamiteiten, de elektriciteitsvoorziening in gevaar komen. In het kader *Stimuleringsmechanismen voorzieningszekerheid* wordt een aantal manieren weergegeven waarmee de voorzieningszekerheid beter kan worden gegarandeerd.

In Nederland bestaat er naast de marktprijs geen extra vergoeding voor elektriciteitsproducenten, dat wil zeggen dat in het huidige systeem alleen centrales die elektriciteit produceren de marktprijs ontvangen. Wel contracteert TenneT 550 MW aan reservecapaciteit (regel- en noodvermogen) waarvoor een vaste vergoeding

wordt betaald (dit is ongeveer gelijk aan 4% van het maximale piekvermogen in 2000). Daarnaast wordt reservevermogen aangeboden op de onbalansmarkt, maar voor dit vermogen wordt, evenals voor regulier vermogen, alleen betaald wanneer het in bedrijf is. In principe behoort al het vermogen met een capaciteit groter dan 60 MW tot het reservevermogen. In de huidige Nederlandse elektriciteitsmarkt blijft echter een hoeveelheid capaciteit beschikbaar die te duur is om te worden ingezet. Door deze overcapaciteit en de huidige marktcondities zouden op korte termijn geen nieuwe investeringen te verwachten zijn.

Stimuleringsmechanismen voorzieningszekerheid

Hieronder wordt een overzicht gegeven van een aantal theoretische of reeds geïmplementeerde mechanismen waarmee het beschikbaar komen van extra vermogen kan worden gestimuleerd.

Financiële vergoedingen

Aan productiebedrijven kunnen financiële vergoedingen worden gegeven met als doel de bouw van nieuwe capaciteit te bevorderen en zo de totale productiecapaciteit toe te laten nemen. In theorie zou een capaciteitsvergoeding een deel van de vaste kosten van een elektriciteitscentrale moeten dekken, waardoor de onzekerheid omtrent de dekking van de lange termijn marginale kosten (o.m. kapitaalskosten) door toekomstige prijzen wordt weggenomen. Het systeem heeft een gereguleerd karakter, wat het instrument niet aantrekkelijk maakt voor een geliberaliseerde markt. Bovendien is nog niet bewezen dat het de voorzieningszekerheid daadwerkelijk verbetert.

Capaciteitsmarkten

Dit systeem wordt voornamelijk in de Verenigde Staten toegepast. In dit systeem, met een georganiseerde markt waar capaciteit wordt verhandeld, bepalen regulerende autoriteiten de hoeveelheid capaciteit die elke afnemer moet kopen. Verder bepaalt de regulerende autoriteit ook de maximum hoeveelheid die elke producent mag verkopen.

Capaciteit in bezit van de systeembeheerder

Bij deze maatregel koopt of beheert de systeembeheerder van het elektriciteitsnetwerk centrales die anders in de 'mottenballen' worden gedaan of ontmanteld zouden worden. Dit levert een reservecapaciteit op die alleen aangesproken wordt als de marktprijs boven een vooraf vastgesteld maximum niveau uitstijgt. De vaste kosten van deze centrales worden gedekt door het systeemtarief dat de netbeheerder aan afnemers in rekening brengt, terwijl de variabele kosten worden gedekt door de marktprijs. Het nadeel van deze methode is dat het ingaat tegen de heersende opvattingen over marktwerking.

Markt voor betrouwbaarheidscontracten

Dit mechanisme verplicht afnemers of de systeembeheerder om met producenten betrouwbaarheidscontracten te sluiten. Deze betrouwbaarheidscontracten hebben de vorm van een call optie waardoor voor de elektriciteitsprijs een maximum ontstaat. Als de marktprijs van elektriciteit hoger zou uitvallen dan de optieprijs, kunnen afnemers de optieprijs bedingen en elektriciteit tegen die prijs kopen. De premie die wordt betaald voor de optie kan worden gezien als inkomsten voor de producent voor het bekostigen van de vaste kosten van de centrale. De producent ontvangt een boete als geen elektriciteit wordt geleverd. Het voordeel van dit mechanisme is dat het is gebaseerd op marktwerking.

Kort geleden is echter een nieuw investeringsbesluit aangekondigd. Intergen, een joint venture van Shell en Bechtel, zal starten met de bouw van een nieuwe elektriciteitscentrale in het Botlekgebied. Dit nieuws verbaasde de hele sector, aangezien ervan werd uitgegaan dat de huidige korte termijn prijzen niet hoog genoeg zijn om de lange termijn marginale kosten van een nieuwe elektriciteitscentrale te dekken. Om financiële zekerheid voor het project te verkrijgen

tekende Intergen echter een 15-jarig contract met Nuon. Wanneer de positie van Nuon wordt beschouwd, lijkt de overeenkomst die is aangegaan zelfs logisch. Een inschatting van de elektriciteitsprijzen, op basis van een analyse van toekomstige elektriciteitsvraag en -aanbod, laat vanaf 2005 een stijging zien van de prijs op de spotmarkt. De Intergen-centrale komt waarschijnlijk pas in 2004 in gebruik. De huidige sterke prijsfluctuaties op de spotmarkt doen vermoeden dat een producent de markt manipuleert. Elektriciteitsleveranciers zoals Nuon bezitten maar een beperkte eigen productiecapaciteit. Hierdoor worden zij blootgesteld aan de instabiliteit en onzekerheid van de markt, aangezien ze nauwelijks mogelijkheden hebben om prijsvariaties aan de afnemers door te berekenen. Het feit dat het Nederlandse marktsysteem lange termijn contracten tussen opwekkers en leveranciers en distributeurs toestaat, moedigt leveranciers aan om zich op basis van dit soort contracten in te dekken tegen de onzekerheid en instabiliteit van de elektriciteitsmarkt. Een overweging die bij Nuon ook een rol speelde was dat er een nieuwe aanbieder op de markt verschijnt waarmee de dominantie van bestaande spelers kan worden teruggedrongen.

De overeenkomst tussen Intergen en Nuon lost de problemen rond de voorzieningszekerheid op lange termijn niet op. Daarvoor is ook een goed werkende elektriciteitsmarkt nodig. Onder energiespecialisten en beleidsmakers is opnieuw een discussie gaande over deze kwestie, onder meer naar aanleiding van problemen in Californië en Scandinavië. In beide gevallen ontvingen de producenten behalve prijssignalen geen extra stimulans.

Prijsvorming op de toekomstige Nederlandse elektriciteitsmarkt

Door recente ervaringen op Nederlandse en buitenlandse elektriciteitsmarkten is het besef ontstaan dat de elektriciteitsmarkt zich in een ongewenste richting kan ontwikkelen. Marktmacht en onzekerheden over de voorzieningszekerheid spelen een grotere rol dan aanvankelijk was verwacht. Voor de prijsvorming op de toekomstige Nederlandse elektriciteitsmarkt kan ruwweg onderscheid gemaakt worden in twee scenario's.

De toekomstige markt kan zich ontwikkelen als een markt waarop marktmacht wordt uitgeoefend door dominante elektriciteitsproducenten. In dit scenario zullen elektriciteitsprijzen hoger zijn dan in een volledig competitieve markt en marktmanipulatie zal vooral in piekperioden plaatsvinden. Verwacht kan worden dat hoge prijzen de bouw van nieuwe capaciteit zal stimuleren, zowel door bestaande marktpartijen als nieuwe spelers, omdat de elektriciteitsprijzen hoger zijn dan de lange termijn marginale kosten van nieuwe centrales. Het risico bestaat dat een inefficiënte overinvestering in de elektriciteitssector plaatsvindt. Het resultaat is vergelijkbaar met de situatie in Engeland en Wales waar, in het afgelopen decennium als gevolg van hoge elektriciteitsprijzen, nieuwe toetreders nieuwe gasgestookte centrales hebben gebouwd. Dit resulteerde uiteindelijk in een overcapaciteit.

In de elektriciteitsmarkt kunnen ook lage prijzen ontstaan wanneer sprake is van een grote mate van concurrentie, zowel tussen elektriciteitsproducenten in Nederland als met import uit het buitenland. In dit scenario wordt geen productievermogen achtergehouden waardoor de spotmarktprijzen de marginale kosten weergeven van de duurste centrale die wordt ingezet. In dit scenario is het de vraag of bij lage prijzen wel de juiste prikkels ontstaan voor investeerders om nieuw vermogen te bouwen. Het is zelfs de vraag of producenten voldoende aandacht zullen besteden aan het onderhoud van bestaande centrales.

Opbouw van huidige en toekomstige energieprijzen

De eindverbruikersprijzen voor afnemers van gas en elektriciteit zijn opgebouwd uit drie componenten. Deze prijscomponenten staan onder invloed van concurrentie op de energiemarkten, regulering door de toezichthouder en het fiscale beleid van de overheid. Een analyse van de prijscomponenten en toekomstige ontwikkelingen daarin, biedt inzicht in de opbouw van de eindverbruikersprijzen bij de huidige gedeeltelijk geliberaliseerde energiemarkt en bij een volledig vrije energiemarkt. Een aparte analyse geeft inzicht in de 'groenprijs' die energieleveranciers hanteren op de thans vrije markt voor groene stroom. Op basis van een analyse van toekomstige ontwikkelingen op de energiemarkten en bij de tariefregulering, wordt een inschatting gemaakt van eindverbruikersprijzen op de middellange termijn.

Gebonden en vrije afnemers

Totdat in 2004 de gehele energiemarkt geliberaliseerd is, kunnen twee soorten afnemers worden onderscheiden: de zogenaamde vrije afnemers, die al vrij zijn in de keuze van hun energieleverancier, en de gebonden afnemers die nog aangewezen zijn op een vaste energieleverancier, de vergunninghouder. Op de elektriciteitsmarkt zijn tot 2002 alleen de zeer grote afnemers met een elektrisch vermogen groter dan 2 MW vrij. Vanaf 1 januari 2002 zullen ook de afnemers met een elektrisch vermogen kleiner dan 2 MW en een aansluitwaarde groter dan 3×80 Ampère vrijkomen. Op de gasmarkt zijn alle afnemers met een jaarverbruik van tenminste 10 miljoen kubieke meter sinds 2000 vrij in de keuze van hun gasleverancier. Vanaf 2002 hebben ook de afnemers met een minimale gasafname van 1 miljoen kubieke meter deze keuzevrijheid.

Sinds juli 2001 zijn alle energieafnemers vrij in de keuze van de leverancier van groene stroom. In 2001 wordt alleen nog de 'groenheid' van de groene stroom leverancier betrokken en de elektriciteit zelf nog van de vergunninghouder. Vanaf 2002 zullen afnemers van groene stroom zowel de 'groenheid' als de elektriciteit door de groene stroom leverancier geleverd krijgen (zie ook *Inzicht Marktorganisatie en strategie*).

Drie prijscomponenten

De eindverbruikersprijzen voor zowel de gebonden als vrije energieafnemer bestaan uit drie componenten. De eerste component is de prijs voor het goed (gas of elektriciteit), oftewel de commodity. Deze prijscomponent wordt daarom ook wel de commodityprijs genoemd. De tweede component heeft betrekking op de transportdienst en overige diensten die de netbeheerder levert. Dit wordt doorgaans het transporttarief genoemd. De derde component is het totaal van de heffingen van de overheid op de energieprijzen.

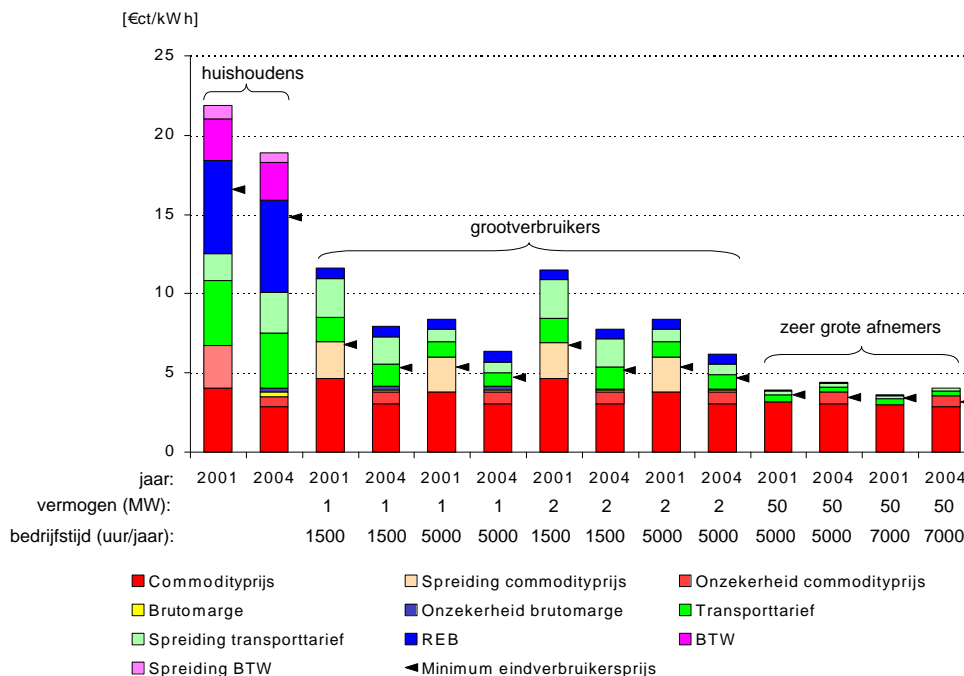
In een geliberaliseerde energiemarkt vindt hoofdzakelijk concurrentie plaats op productie en levering van de commodity. De transportdienst en overige diensten van de netbeheerder worden in meer of mindere mate gereguleerd. De transporttarieven voor elektriciteit zijn volledig gereguleerd door de toezichthouder DTe. De tarieven voor transport- en andere diensten voor gas worden niet door DTe vastgesteld doch dienen door de aanbieders te worden gepubliceerd. DTe heeft door middel van richtlijnen de basisdiensten nauw omschreven die netbeheerders en andere dienstverleners op de gasmarkt (onder meer gasopslagbedrijven) moeten aanbieden. Vrije afnemers die van de diensten gebruik willen maken kunnen over het tarief en andere voorwaarden met de aanbieder onderhandelen.

Opbouw van eindverbruikersprijzen

De opbouw van de eindverbruikersprijzen in 2001 voor elektriciteit en gas kunnen worden vergeleken met prijsniveau's en -opbouw in de nabije toekomst. Voor de toekomstige prijzen wordt uitgegaan van het jaar 2004 omdat in dat jaar zowel de elektriciteitsmarkt als de gasmarkt volledig geliberaliseerd zullen zijn. Voor beide jaren worden de eindverbruikersprijzen opgesplitst in de eerder genoemde drie componenten: de commodityprijs, de transporttarieven en de heffingen. Waar dat zinvol is wordt een verdere uitsplitsing van de afzonderlijke componenten gemaakt. De hoogte van de commodityprijzen is afhankelijk van de marktontwikkelingen en kan voor 2004 worden bepaald aan de hand van analyses van de ontwikkelingen op de energiemarkten. De hoogte van de gereguleerde componenten is terug te vinden in de publicaties van DTe, maar is gedeeltelijk ook gebaseerd op inschattingen van effecten die de DTe-richtlijnen zullen hebben op de toekomstige tarieven. Ten aanzien van de overheidsheffingen wordt verondersteld dat de hoogte van de heffingen tot 2004 ongewijzigd blijven. Een uitgebreide toelichting op de verschillende componenten is te vinden in de verschillende kaders.

Elektriciteit

Figuur 4.15 toont voor verschillende typen afnemers de eindverbruikersprijzen voor elektriciteit in 2001 en de verwachte prijs voor 2004. Voor huishoudens wordt uitgegaan van een enkeltarief. Bovendien wordt voor huishoudens de eindverbruikersprijzen inclusief BTW weergegeven. Voor de verschillende typen grootverbruikers worden in figuur 4.15 eindverbruikersprijzen weergegeven bij twee verschillende bedrijfstijden. Bij grootverbruikers met een vermogen van 1 of 2 MW is uitgegaan van een aansluiting op middenspanning. Voor de zeer grote afnemers met een aansluitvermogen van 50 MW is een aansluiting op het hoogspanningsnet verondersteld.



Figuur 4.15 Opbouw van de eindverbruikersprijzen voor elektriciteit in 2001 en in 2004 voor verschillende typen afnemers

Figuur 4.15 laat zien dat voor huishoudens en de meeste grootverbruikers in 2004 een lagere eindverbruikersprijs voor elektriciteit wordt verwacht dan in 2001. Voor zeer grote afnemers wordt echter een stijging verwacht. In figuur 4.15 wordt

rekening gehouden met een spreiding als gevolg van verschillen tussen netbeheerders en vergunninghouders en onzekerheden met betrekking tot toekomstige prijzen en tarieven. De bovenzijde van de kolommen geeft de maximaal mogelijke eindverbruikersprijs aan, terwijl de in principe laagst mogelijke eindverbruikersprijs ook in het figuur wordt weergegeven. Rekeninghoudend met de spreidingen en onzekerheden is het niet uitgesloten dat, hoewel figuur 4.15 een daling kan suggereren, in individuele gevallen de prijzen toch zullen stijgen, of omgekeerd.

De verschillen in de hoogte van de eindverbruikersprijzen tussen de verschillende typen afnemers worden veroorzaakt door verschillen in transporttarieven en heffingen. Wanneer afnemers een aansluiting hebben op een lager netniveau is het transporttarief hoger. De heffingen op de kWh-prijs zijn hoger naarmate afnemers een lager verbruik hebben. Een aanzienlijk deel van de eindverbruikersprijzen voor huishoudens bestaat uit de REB-heffing. De zeer grote afnemers betalen nauwelijks REB aangezien deze energiebelasting boven een afname van 10 miljoen kWh nihil is.

Opbouw van de elektriciteitsprijs in 2001

Commodity

- *Commodityprijs*: Voor de gebonden afnemersgroepen gelden gereguleerde commodityprijzen, de zogenaamde leveringstarieven. Aan de hand van de maatstafregulering (zie *Energiebeleid en marktregulering*) worden deze leveringstarieven elk kwartaal voor elke vergunninghouder door DTe vastgesteld. De leveringstarieven van de gebonden afnemersgroepen in figuur 4.15 zijn gelijk aan die van het derde kwartaal in 2001. De zeer grote afnemers zijn al vrij in 2001. De commodityprijs voor deze afnemers komt tot stand op de groothandelsmarkt (zie voorgaande analyse in *Inzicht Energieprijzen*). De prijs die is weergegeven voor het jaar 2001 is de gemiddelde marktprijs op de APX in het eerste halfjaar van 2001. In de berekening van de commodityprijs voor grootverbruikers is, ongeacht de bedrijfstijd, aangenomen dat 68% van de elektriciteit wordt afgenomen gedurende de piekuren. Bij de zeer grote afnemers is verondersteld dat 58% van het elektriciteitsverbruik in de piekuren plaatsvindt.
- *Spreiding commodityprijs*: De spreiding op de leveringstarieven komt voort uit de tariefverschillen tussen de diverse vergunninghouders (zie ook *Overzicht Energieprijzen*)

Transport

- *Transporttarief*: Transporttarieven voor elektriciteit voor vrije en gebonden afnemers zijn ontleend aan publicaties van DTe. Het transporttarief geeft de kosten van drie diensten weer: de transportdienst, de systeemdienst en de aansluitdienst.
- *Spreiding transporttarief*: De spreiding in de transporttarieven wordt veroorzaakt door verschillen tussen de tarieven van de verschillende netbeheerders (zie ook *Overzicht Energieprijzen*).

Heffingen

- *REB*: Het nihiltarief voor REB over de eerste 800 kWh is afgeschaft (zie ook *Overzicht Energieprijzen*). Elk huishouden ontvangt via de elektriciteitsrekening jaarlijks € 142 terug, ongeacht het jaarverbruik van gas en elektriciteit. Dit bedrag is niet in mindering gebracht op de elektriciteitstarieven in figuur 4.15.
- *BTW*: Voor de huishoudens is 19% BTW van toepassing. De BTW-heffing geldt voor alle prijscomponenten, ook de REB-heffing.
- *Spreiding BTW*: De spreiding in de BTW is het gevolg van spreiding in de commodityprijs en het transporttarief.

Bij de zeer grote afnemers wordt de eindverbruikersprijs vooral bepaald door de commodityprijs. Naar verwachting zal deze commodityprijs in 2004 hoger zijn dan in 2001 doordat, als gevolg van een minder grote overcapaciteit bij de elektriciteitsproductie, de prijs op de groothandelsmarkten voor elektriciteit zullen toenemen (zie ook de voorgaande analyse in *Inzicht Energieprijzen*).

De verwachte commodityprijs in 2004 voor huishoudens is lager dan het geregeerde leveringstarief in 2001 (commodityprijs plus marge vergunninghouder). Ook voor de gebonden grootverbruiker met een bedrijfstijd van 1.500 uur is het leveringstarief in 2001 relatief hoog. Voor de grootverbruikers met een bedrijfstijd van 5.000 uur is dit verschil veel kleiner. Dit komt doordat het leveringstarief opgebouwd is uit een kWh-component en een kW-component. De kW-component telt bij een lage bedrijfstijd veel sterker mee in de uiteindelijke eindverbruikersprijs per kWh dan bij een hoge bedrijfstijd.

Opbouw van de elektriciteitsprijs in 2004

Commodity

- *Commodityprijs*: In 2004 wordt de commodityprijs voor alle afnemersgroepen bepaald door de prijsvorming op de groothandelsmarkt voor elektriciteit. Hiermee is de commodityprijs gerelateerd aan de marginale kosten van elektriciteitsproductie, die voor een groot gedeelte bestaat uit de brandstofkosten.
- *Onzekerheid commodityprijs*: De onzekerheid in de commodityprijs in 2004 wordt sterk bepaald door de onzekerheid in de brandstofkosten van de elektriciteitsproductie en door de onzekerheid over de mate van concurrentie op de elektriciteitsmarkt.
- *Brutomarge*: Na 2004 geeft de commodityprijs de inkoopkosten van de energieleveranciers weer. Bij levering van elektriciteit op de retailmarkt is voor energieleveranciers een brutomarge verondersteld op de commodityprijs: voor huishoudens 10 tot 15% en voor grootverbruikers 5 tot 10%. Zeer grote afnemers worden verondersteld hun elektriciteit rechtstreeks van de groothandelsmarkt te betrekken.
- *Onzekerheid brutomarge*: De onzekerheid in de brutomarge geeft mogelijke prijsverschillen weer tussen energieleveranciers onderling en wordt daarnaast beïnvloed door de onzekerheid in de commodityprijs.

Transport

- *Transporttarief*: De transporttarieven voor 2004 zijn berekend op basis van de transporttarieven uit 2001 en de efficiencykortingen voor netbeheerders zoals gepubliceerd is door DTe (zie *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*). Omdat de efficiencykortingen voor het jaar 2004 nog niet bekend zijn, is voor elke netbeheerder voor dat jaar een korting van 4% verondersteld.
- *Spreiding transporttarief*: De spreiding in de transporttarieven wordt veroorzaakt door tariefsverschillen tussen de diverse netbeheerders.

Heffingen

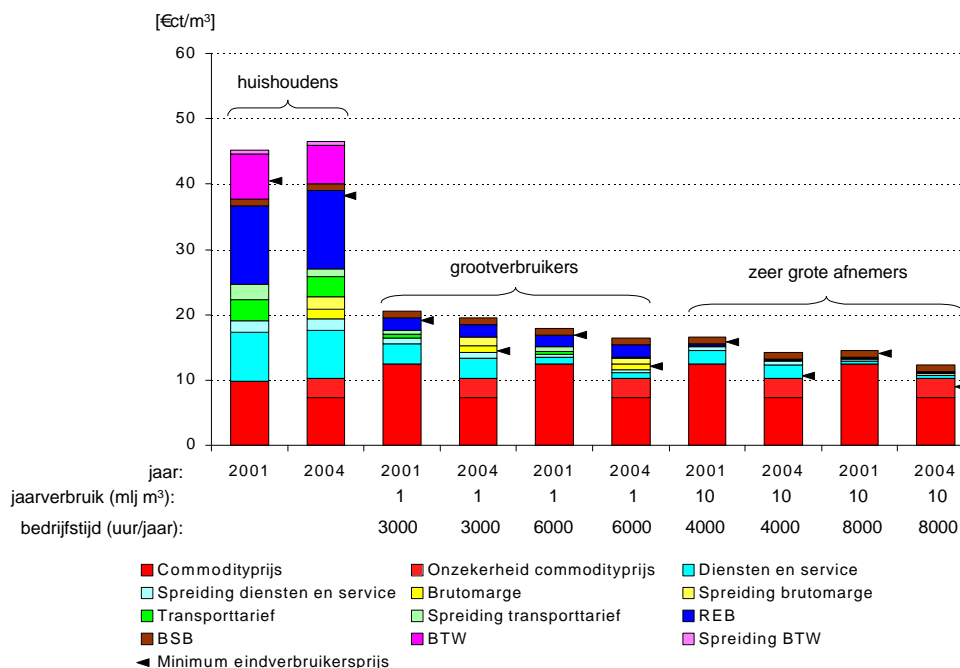
Verondersteld is dat de REB- en BTW-heffingen in 2004 gelijk zijn aan die in 2001.

Hetzelfde effect is zichtbaar bij de transporttarieven. Zowel het laagste transporttarief dat door netbeheerders wordt toegepast als de bijbehorende spreiding zijn bij een grote bedrijfstijd lager als gevolg van een vaste kW-component in het transporttarief. De efficiencykortingen die door DTe zijn vastgesteld en van toepassing zijn op de kosten die de netbeheerder in rekening kan brengen, zullen ervoor zorgen dat de transporttarieven in 2004 in de meeste gevallen veel lager zijn dan in 2001.

In 2004 heeft de bedrijfstijd geen direct effect meer op de commodityprijs, zoals blijkt uit een vergelijking van de eindverbruikersprijzen van een grootverbruiker van 1 MW bij 1.500 en 5.000 bedrijfsuren. In de commodityprijs speelt de kW-component geen rol meer zoals in het leveringstarief van 2001. De bedrijfstijd kan echter wel effect hebben op de hoogte van deze prijs doordat het de verhouding tussen afname gedurende piek- en daluren kan beïnvloeden.

Gas

De eindverbruikersprijzen voor gas in 2001 en 2004 worden voor verschillende typen eindverbruikers getoond in figuur 4.16. De eindverbruikersprijs voor huishoudens wordt weergegeven inclusief BTW. Figuur 4.16 toont eveneens de gasprijzen voor grootverbruikers met een jaarverbruik van 1 miljoen m³ en zeer grote afnemers met een jaarverbruik van 10 miljoen m³. Bij grootverbruikers en zeer grote afnemers is een onderscheid gemaakt naar twee verschillende bedrijfstijden. Verondersteld is dat de in de figuur getoonde grootverbruikers zijn aangesloten op het hoofddistributienet van een regionaal distributiebedrijf, terwijl de zeer grote afnemers direct op het landelijk transportnet zijn aangesloten. Voorts is verondersteld dat regionale energieleveranciers en zeer grote afnemers gebruik maken van de diensten en services die door Gasunie Transport Services worden aangeboden.



Figuur 4.16 Opbouw van de eindverbruikersprijzen voor gas in 2001 en 2004 voor verschillende typen afnemers

Voor huishoudens wordt in 2004 een nagenoeg vergelijkbare eindverbruikersprijs voor gas verwacht die in 2001. Voor grootverbruikers en zeer grote afnemers kunnen de gasprijzen lager uitvallen dan in 2001. Door het koppelmecanisme tussen de olie- en gasprijs ijlt de ontwikkeling van de commodityprijs voor gas enigszins na op de olieprijsontwikkeling. Hierdoor stonden de gasprijzen in 2001 nog onder invloed van de hoge olieprijsen in 2000. Omdat de veranderingen van de commodityprijs voor huishoudens aan een maximum zijn gebonden, is het effect van de olieprijsstijging nog niet geheel in deze commodityprijs van 2001 verwerkt. Met inachtneming van een onzekerheidsmarge in de ontwikkeling van de olieprijs, is het de verwachting dat de commodityprijs voor gas voor alle type

afnemers in 2004 lager zal zijn dan in 2001. Hierbij is verondersteld dat de koppeling van de aardgasprijs met de olieprijs voorlopig stand houdt.

Doordat voor de verschillende prijs- en tariefcomponenten spreidingen en onzekerheden zijn meegenomen, kan een in figuur 4.16 gesuggereerde lagere gasprijs in individuele gevallen echter ook hoger uitvallen, of omgekeerd. Dit geldt bijvoorbeeld voor huishoudens. De kans hierop is echter gering aangezien dan de huishoudelijke afnemer in 2001 juist steeds de laagste tarieven zou moeten hebben, terwijl aan dezelfde afnemer in 2004 juist de hoogste tarieven in rekening gebracht moet worden. In figuur 4.16 geeft de bovenzijde van de kolommen de maximaal mogelijke eindverbruikersprijs aan, terwijl de in principe laagst mogelijke eindverbruikersprijs eveneens in het figuur wordt aangegeven.

Opbouw van de gasprijs in 2001

Commodity

- *Commodityprijs*: De commodityprijs voor grootverbruikers en zeer grote afnemers is berekend aan de hand van het prijzen- en dienstensysteem van Gasunie (CDS). Op basis van dit tariefsysteem is de commodityprijs gekoppeld aan de olieprijs. Voor de prijzen in figuur 4.16 is gerekend met een gemiddelde olieprijs over de eerste twee kwartalen van 2001. Voor huishoudens is rekening gehouden met de vertraagde doorwerking van de sterke olieprijsstijging in 2000.
- *Brutomarge*: De gasleveranciers van gebonden afnemers (de zogenoemde vergunninghouders) mogen aan deze afnemers een toeslag heffen op hun inkoopprijs (commodityprijs + diensten en services). Dit kan gezien worden als een gereguleerde brutomarge voor deze leveranciers. De toeslagen worden vastgesteld en gepubliceerd door DTe (zie *Overzicht Energieprijzen*).
- *Spreiding brutomarge*: De spreiding in de brutomarge geeft de verschillen weer in de door de verschillende vergunninghouders gehanteerde toeslagen.

Transport

- *Diensten en services*: De kosten voor diensten en services zijn berekend aan de hand van het prijzen- en dienstensysteem van Gasunie (CDS). Dit systeem maakt deze kosten afhankelijk van de bedrijfstijd van de gasafname en de afstand van de afnemer tot de entrypoints van het Gasunie-net.
- *Spreiding diensten en services*: De onzekerheid in de kosten voor diensten en services wordt bepaald door de spreiding in de afstand van verschillende afnemers tot de entrypoints.
- *Transporttarief*: De transporttarieven voor gebonden afnemers worden gereguleerd en zijn zodoende door DTe vastgesteld.
- *Spreiding transporttarief*: De spreiding in deze gereguleerde transporttarieven komt voort uit de verschillen tussen de transporttarieven van de verschillende regionale netbeheerders.

Heffingen

- *REB*: De hoogte van de REB-heffing is afhankelijk van het jaarverbruik (zie ook *Overzicht Energieprijzen*).
- *BSB*: Op gas wordt een brandstofbelasting geheven (BSB) (zie ook *Overzicht Energieprijzen*).
- *BTW*: Voor de huishoudens is 19% BTW van toepassing. De BTW-heffing geldt voor alle prijscomponenten, ook de REB-heffing.
- *Spreiding BTW*: De spreiding in de BTW is het gevolg van spreiding in de brutomarge en de transporttarieven.

Opbouw van de gasprijs in 2004

Commodity

- *Commodityprijs*: Voor de commodityprijs in 2004 is verondersteld dat deze nog steeds gekoppeld is aan de olieprijs, zoals in het huidige prijzen en dienstensysteem van Gasunie.
- *Onzekerheid commodityprijs*: Er is rekening gehouden met een onzekerheid in de commodityprijs die voortkomt uit de onzekerheid in de olieprijs (17 – 25 \$ per barrel).
- *Brutomarge*: Er is verondersteld dat energiebedrijven een brutomarge op de inkoopprijs hanteren. Voor de kleinverbruikers en grootverbruikers bedraagt deze marge 10 tot 15%. Verondersteld is dat zeer grote afnemers hun gas rechtstreeks van gashandelaren betrekken.
- *Spreiding brutomarge*: De spreiding in de brutomarge komt voort uit de onzekerheid in de olieprijs.

Transport

- *Diensten en services*: Het tariefsysteem voor diensten en services van Gasunie zal vanaf 2002 worden gewijzigd. Hier is verondersteld dat de tarieven in het nieuwe systeem niet meer afstandsafhankelijk zullen zijn maar dat het tarief wel afhankelijk blijft van de bedrijfstijd. Aangenomen is dat gemiddeld genomen het nieuwe tarief niet sterk zal afwijken van het tarief onder het huidige systeem.
- *Spreiding diensten en services*: Met de invoering van een nieuw tariefensysteem voor de diensten en services van Gasunie is een verschuiving in toerekening van kosten mogelijk. Hier is verondersteld dat deze verschuiving binnen de oude afstandsafhankelijke spreiding valt.
- *Transporttarief*: De transporttarieven voor 2004 zijn berekend op basis van de transporttarieven uit 2001 en de efficiencykortingen voor regionale netbeheerders voor 2002 en 2003 (zie *Overzicht Energiebeleid en marktregulering*).
- *Onzekerheid transporttarief*: Het verwachte verschil in transporttarieven tussen de verschillende regionale netbeheerders is weergegeven met een spreiding.

Heffingen

Verondersteld is dat de REB-, BSB- en BTW-heffing in 2004 gelijk zijn aan die in 2001.

Evenals bij elektriciteitsprijzen geldt dat de prijscomponenten transport en heffingen bij gasafnemers met een geringer jaarlijkse afname een relatief groot gedeelte uitmaken van de eindverbruikersprijs. Doordat huishoudens een relatief hoog transporttarief hebben (voor het landelijk transportnet en het regionaal distributienet) en tevens aanzienlijke heffingen moeten betalen, bepaalt de commodityprijs slechts ongeveer een kwart van de eindverbruikersprijs. Voor grootverbruikers is het aandeel van de commodityprijs in de eindverbruikersprijs minimaal de helft. Bij zeer grote afnemers is het aandeel van het transporttarief in de eindverbruikersprijs marginaal.

Wanneer tarieven voor diensten en services van Gasunie voor grootverbruikers en zeer grote afnemers onderling worden vergeleken blijkt dat de dienstcomponent sterk afhankelijk is van de bedrijfstijd. De tarieven voor diensten en services voor grootverbruikers bij een bedrijfstijd van 6.000 uur zijn bijvoorbeeld circa 60% lager dan die bij een bedrijfstijd van 3.000 uur. Voor 2002 zal het tariefsysteem van Gasunie Transport Services moeten worden aangepast aan de nieuwe richtlijnen van DTe (zie *Inzicht Energiebeleid en marktregulering*). Omdat de kosten gebaseerd zullen blijven op de capaciteiten van transportnetten en andere

faciliteiten, zullen de nieuwe tarieven naar verwachting sterk afhankelijk blijven van de bedrijfstijd.

Groene stroom

Door een verhoging van de REB sinds 1 januari 2001 en het nihil tarief voor groene stroom is voor kleinverbruikers het prijsverschil tussen groene stroom en de conventioneel opgewekte elektriciteit ('grijze stroom') nagenoeg weggefallen. Het aantal consumenten dat de overstap van 'grijze' naar groene stroom maakt is in de eerste helft van 2001 sterk toegenomen. Bovendien kunnen afnemer sinds 1 juli 2001 hun groene stroom leverancier vrij kiezen (zie ook *Inzicht Marktstructuur en strategie*).

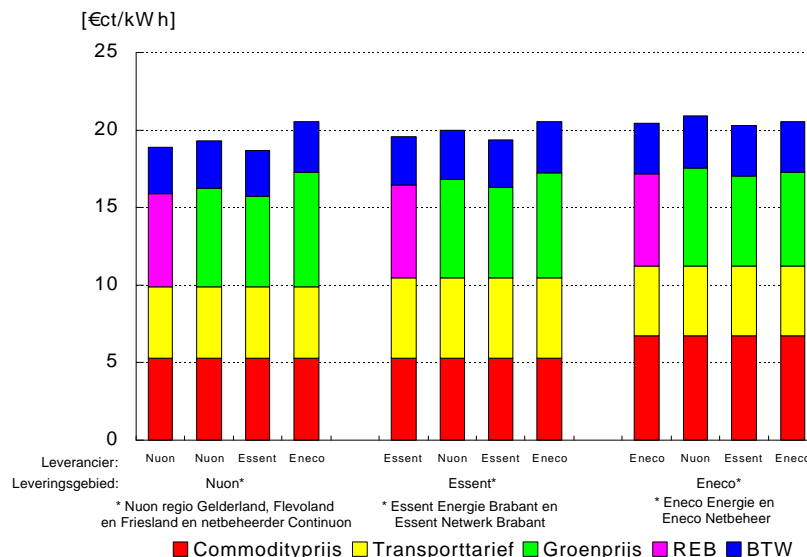
Voor de 'groenheid' van de elektriciteit worden door energieleveranciers verschillende prijzen gehanteerd. In 2001 worden door energieleveranciers de volgende drie prijsstrategieën toegepast:

1. Een aantal energiebedrijven, waaronder Essent, stelt de eindverbruikersprijs voor groene stroom in een bepaald leveringsgebied gelijk aan de eindverbruikersprijs voor grijze stroom in dat gebied. Andere aanbieders, zoals Energieconcurrent, bieden groene stroom aan met een vaste korting ten opzichte van de eindverbruikersprijs voor grijze stroom in het betreffende leveringsgebied.
2. Nuon hanteert een vast tarief voor de groenheid van de stroom terwijl alle overige prijscomponenten afhankelijk zijn van het leveringsgebied.
3. Energiebedrijven, zoals Eneco en Remu, hanteren altijd dezelfde eindverbruikersprijs voor groene stroom, onafhankelijk van het leveringsgebied van de afnemer.

De drie prijsstrategieën resulteren in verschillende prijzen die afnemers betalen voor de groenheid van de groene stroom. Bij de eerste twee genoemde systemen is de groenprijs onafhankelijk van het leveringsgebied waarin de afnemer zich bevindt, terwijl in het derde systeem de prijs van de groenheid varieert afhankelijk van het leveringsgebied. Figuur 4.17 laat de opbouw zien van de groene stroomprijzen in 2001 voor huishoudens voor de drie grootste energieleveranciers in Nederland (Essent, Nuon en Eneco) in hun eigen leveringsgebied en die van hun concurrent. Ter vergelijking is ook de eindverbruikersprijs voor grijze stroom weergegeven die in het leveringsgebied van de drie verschillende leveranciers van toepassing is.

De groene stroomprijs is opgesplitst in een commodityprijs, een transporttarief, de 'groenprijs' en BTW. De commodityprijs en het transporttarief worden bepaald door respectievelijk de vergunninghouder en de netbeheerder in het leveringsgebied van de afnemer. Vanaf 1 januari 2002 mag de groenleverancier ook de commodity leveren en hiervoor zelf de prijs bepalen. De groenleverancier is dan niet meer afhankelijk van de commodityprijs van de vergunninghouder in het leveringsgebied.

Figuur 4.17 laat zien dat de prijs voor groenheid in een leveringsgebied sterk afhankelijk is van de leverancier. Nuon hanteert voor de groenheid een vaste toeslag van 0,52 €/kWh naast de prijs die verkregen wordt uit de REB-vrijstelling. Van de drie leveranciers die in het figuur staan weergegeven heeft Nuon de laagste commodityprijs. Nuon is echter tot begin 2002 verplicht om voor groene stroom het leveringstarief in het betreffende leveringsgebied te hanteren. Door vanaf 2002 zijn eigen leveringstarief te hanteren zou Nuon de eindverbruikersprijs voor groene stroom in regio's buiten zijn eigen leveringsgebied kunnen laten zakken.



Figuur 4.17 Opbouw van de eindverbruikersprijzen voor groene stroom voor huishoudens in verschillende leveringsgebieden voor verschillende leveranciers in 2001

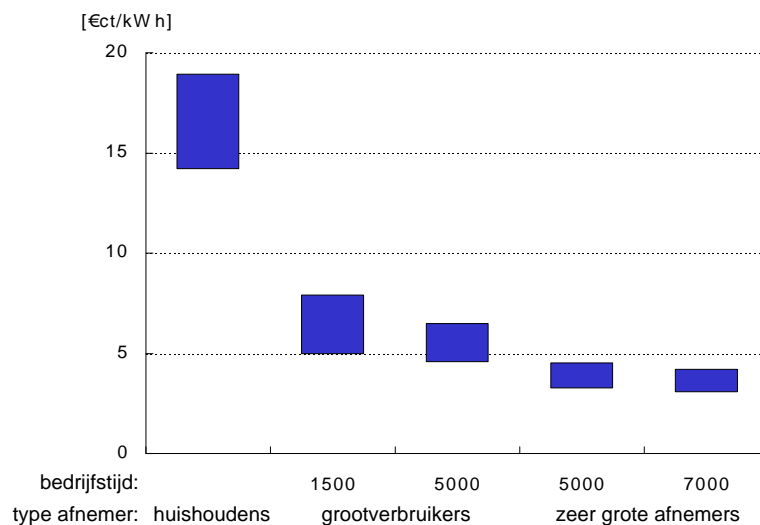
Wanneer een consument Essent als groenleverancier kiest, betaalt de afnemer dezelfde prijs als voor grijze stroom. De prijs die Essent vraagt voor de groenheid is daarmee in elk leveringsgebied gelijk aan het REB-tarief dat voor grijze stroom zou gelden. Vanaf 2002 is ook Essent vrij om zijn eigen commodityprijs voor groene stroom te hanteren in andere leveringsgebieden. Wanneer Essent dezelfde prijsstrategie blijft gebruiken zal dit geen effect hebben op de eindverbruikersprijs voor groene stroom. De groene stroomprijs blijft gelijk aan de prijs voor grijze stroom in het leveringsgebied. Er vindt wel een verschuiving plaats tussen de prijs voor de groenheid en de prijs voor de commodity. De prijs voor groenheid in het leveringsgebied van Eneco gaat omhoog wanneer Eneco ook in 2002 een hogere commodityprijs voor grijze stroom heeft dan Essent. Overigens moet hierbij worden aangetekend dat de verschillen in de commodityprijzen voor gebonden afnemers in verschillende leveringsgebieden, als gevolg van het door DTe gehanteerde reguleringssysteem, snel kleiner zullen worden.

Als een consument kiest voor Eneco als groene stroomleverancier, is de prijs voor groenheid afhankelijk van het leveringsgebied waarin hij woont. In het figuur is zichtbaar dat Eneco in elk leveringsgebied dezelfde eindverbruikersprijs voor groene stroom hanteert. Eneco baseert deze vaste groene stroomprijs op zijn eigen grijze stroom prijs plus een toeslag van circa 0,23 €/ct/kWh. Door het hanteren van één uniform tarief fungeert de prijs voor groenheid als een soort sluitpost waardoor de hoogte varieert over de verschillende leveringsgebieden. De groenprijs van Eneco in het leveringsgebied van Nuon is relatief hoog aangezien de commodityprijs van Nuon lager is dan die van Eneco. Als Eneco na 2001 dezelfde prijsstrategie blijft hanteren en de commodityprijzen niet veranderen, dan zal ook de eindverbruikersprijs voor groene stroom niet wijzigen.

Ook bij andere groene stroomleveranciers kan de groenprijs in 2001 variëren. Dit is afhankelijk van de gekozen prijsstrategie (zie ook *Overzicht Marktorganisatie en strategie*) en eventueel de commodityprijs voor 'grijze' stroom (zie *Overzicht Energieprijzen*)

Eindverbruikersprijzen na 2004

Op basis van de verwachte ontwikkelingen bij de prijsvorming op de gas- en elektriciteitsmarkt en trends bij de tariefregulering, kan een inschatting worden gemaakt van de eindverbruikersprijzen na 2004. Rekeninghoudend met onzekerheden in de verschillende prijscomponenten, is in de figuren 4.18 en 4.19 een bandbreedte aangegeven voor de hoogte van de eindverbruikersprijzen voor elektriciteit en gas na 2004 voor verschillende typen eindverbruikers. Hierbij moet uitdrukkelijk worden gesteld dat de weergegeven bandbreedte geen voorspelling is van toekomstige eindverbruikersprijzen, doch een inschatting met een zekere waarschijnlijkheid wanneer trends en ontwikkelingen volgens de hieronder beschreven verwachtingen plaatsvinden.



Figuur 4.18 Eindverbruikersprijzen voor elektriciteit na 2004 aangegeven met een bandbreedte als gevolg van verwachte ontwikkelingen bij verschillende prijscomponenten en onzekerheden daarin

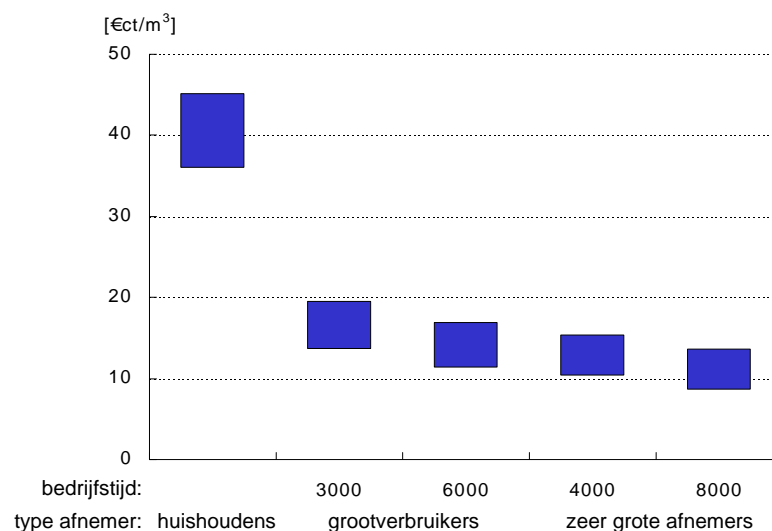
Commodityprijs

De verwachting is dat de overcapaciteit aan opwekvermogen op de Nederlandse elektriciteitsmarkt na 2004 sterk zal afnemen waardoor de elektriciteitsmarkt gevoeliger wordt voor strategisch gedrag van marktspelers (zie ook de voorgaande analyse in *Inzicht Energieprijzen*). De verwachting is dat dit zal resulteren in een stijgende commodityprijs. De krapte in het elektriciteitsaanbod zal vooral merkbaar zijn gedurende piekuren. Grootverbruikers zullen de stijging van de commodityprijs het meeste merken, omdat bij hen de commoditycomponent een relatief groot deel van de eindverbruikersprijs uitmaakt en zij een relatief grotere afname hebben in de piekuren.

Uiteraard blijven ook de brandstofkosten voor elektriciteitsproductie een belangrijke rol spelen in de hoogte van de commodityprijs van elektriciteit aangezien deze kosten voor een groot gedeelte de marginale kosten bepalen. Naar verwachting zullen in de toekomstige elektriciteitsmarkt de marginale kosten voor de elektriciteitsproductie bepaald worden door de prijs van aardgas. Vanwege het verdwijnen van de overcapaciteit is het mogelijk dat de elektriciteitsprijs meer onder invloed komt van de 'long term marginal costs', dat wil zeggen dat ook de kapitaalkosten van elektriciteitscentrales in de prijs tot uitdrukking komt. De 'long term marginal costs' zullen dan naar verwachting worden bepaald door die van een gasgestookte elektriciteitscentrale.

Op langere termijn wordt een olieprijs verwacht die lager is dan de olieprijs in 2000, waardoor de commodityprijs voor gas lager zal uitkomen dan in de eerste helft van 2001. Daarnaast wordt verwacht dat na 2004, door de verdere ontwikkeling van 'gas to gas' competitie, de koppeling tussen de olie- en gasprijs minder sterk zal zijn. Kortstondige prijsspieken in de olieprijs zullen dan niet of nauwelijks doorwerken in de gasprijs. De gasprijs zal bovendien meer beïnvloed worden door gasimport uit het buitenland (zie ook *Inzicht Energiebeleid en marktregulering*).

De brutomarge die energieleveranciers zullen hanteren kan door concurrentie op de retailmarkt onder druk komen te staan. Energieleveranciers hebben echter geen direct belang bij een prijsoorlog (zie *Inzicht Marktstructuur en strategie*), maar kunnen daar door nieuwe toetreders toe worden verleid. De kans dat op de retailmarkt de brutomarges onder druk komen te staan is voor elektriciteit groter dan voor gas.



Figuur 4.19 Eindverbruikersprijzen voor gas na 2004 aangegeven met een bandbreedte als gevolg van verwachte ontwikkelingen bij de verschillende prijscomponenten en onzekerheden daarin

Transporttarieven

De eindverbruikersprijs van elektriciteit wordt voor de kleinverbruikers voor een groot gedeelte - circa 20 tot 35% - bepaald door het transporttarief. Als gevolg van de price-cap regulering wordt verwacht dat deze transporttarieven in de toekomst convergeren naar een gemiddeld tariefniveau dat ongeveer 20% lager ligt dan in 2001. Omdat de transporttarieven in de eindverbruikersprijs voor grootverbruikers en zeer grote afnemers maar een beperkt rol spelen, zullen wijzigingen in de transporttarieven voor deze categorie afnemers minder merkbaar zijn.

Medio 2001 was nog weinig bekend over toekomstige tarieven voor diensten en services van de landelijke en regionale netbeheerders van gas en andere aanbieders, zoals gasopslagbedrijven. De richtlijnen schrijven voor dat de tarieven op kosten moeten zijn gebaseerd. Er is echter geen efficiencykorting van toepassing. Een eventuele daling van tarieven zal het gevolg zijn van onderhandelingen van de netbeheerder met netgebruikers.

Naar verwachting zal het grootste effect van de nieuwe richtlijnen zijn dat concurrentie tussen aanbieders van gas zal toenemen. Afgezien van verschuivingen binnen de tariefstructuur, worden er voornamelijk geen sterke veranderingen in de

hoogte van de transporttarieven voor gas verwacht. Het gevolg van verschuivingen kan wel zijn dat bepaalde afnemerscategorieën een hoger transporttarief in rekening gebracht krijgen, terwijl andere afnemers juist minder gaan betalen.

Heffingen

De werkgroep 'Vergroening van het fiscale stelsel II' heeft onlangs een verbreding en verhoging van de REB onderzocht. Een verbreding zal tot gevolg hebben dat grootverbruikers en zeer grote afnemers meer REB gaan betalen. De verhoging van de energiekosten zal dan gecompenseerd worden door verlaging van de vennootschapsbelasting. De werkgroep heeft echter geen aanbeveling tot daadwerkelijke verbreding en verhoging uitgebracht. Voor de toekomstige eindverbruikersprijzen wordt voorlopig uitgegaan van een ongewijzigd beleid ten aanzien van de BTW-, BSB- en REB-heffingen.

Afkortingen

AOO	Afval Overleg Orgaan
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BEES	Besluit emissie-eisen stookinstallaties
BLA	Besluit luchtmissies afvalverbrandingsinstallaties
BSB	Brandstofbelasting
BSR-grid	Brand Strategy Research-grid
BTW	Belasting over Toegevoegde Waarde
CDS	Commodity Diensten Systeem
DTe	Dienst uitvoering en toezicht Energie
EEZ	Exclusief Economische Zone
EIA	Energie Investeringsaftrek
EU	Europese Unie
EWAB	Energiewinning uit Afval en Biomassa
EWEA	Europese Wind Energie Associatie
GC	Groencertificaat
HVDC	High Voltage Direct Current
LNG	Liquified Natural Gas
KV-STEG	Kolenvergassing, stoom- en gasturbine
LAP	Landelijk Afvalbeheer Plan
MER	Milieu-effectrapportage
NER	Nederlandse Emissie Richtlijnen
NMa	Nederlandse Mededingingsautoriteit
nTPA	negotiated Third Party Access
OPEC	Oil Producing and Exporting Countries
OTC	Over The Counter market
PS	Productiesubsidie
PVE	Platform Versnelling Energieliberisering
REB	Regulerende energiebelasting
rTPA	regulated Third Party Access
RECS	Renewable Energy Certification System
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SEP	Samenwerkende elektriciteitsproducenten
TPA	Third Party Access
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
VAMIL	Vrij Afschrijving Milieu-investeringen
VEMW	Vereniging voor Energie, Milieu en Water
VNCI	Vereniging van de Nederlandse Chemische Industrie
VOEG	Vrijhandelsorganisatie voor Elektriciteit en Gas
VROM	Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Eenheden

Kilo	k	1000	10 ³
Mega	M	1000 kilo	10 ⁶
Giga	G	1000 Mega	10 ⁹
Tera	T	1000 Giga	10 ¹²
Peta	P	1000 Tera	10 ¹⁵
g	gram	CO	koolmonoxide
J	Joule	CO ₂	kool(stof)dioxide
m ³	kubieke meter	C _x H _y	koolwaterstoffen
ton	1000 kg	HCl	waterstofchloride (zoutzuur)
W	Watt	NO _x	stikstofoxiden
W _e	Watt elektrisch	SO ₂	zwaveldioxide
W _{th}	Watt thermisch		
Wh	Watt-uur		

Nadere informatie

Vragen en opmerkingen over Energie Markt Trends 2001 kunt u per e-mail zenden aan emt@ecn.nl.

Beschouwingen in *Inzicht* zijn onder meer gebaseerd op de onderstaande onderzoeksrapporten. ECN-rapporten zijn verkrijgbaar bij ECN Beleidsstudies en kunnen ook via Internet worden ingezien (http://www.ecn.nl/unit_bs/index.html)

- M.H. Voogt, M.A. Uytterlinde, M. de Noord, K. Skytte, L.H. Nielsen (RISØ), M. Leonardi (SERVEN), M. Whiteley, M. Chapman (ESD); *Renewable Energy Burden Sharing, REBUS, Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*. ECN-C--01-030, ECN, Petten, juli 2001.
- M.B.T. Kaal: *Effecten van de versnelde liberalisering, Consequenties van de versnelde liberalisering voor de concurrentiepositie van Nederlandse energiebedrijven*. ECN-C--01-034, ECN, Petten, maart 2001.
- M.G. Boots, G.J. Schaeffer, C. de Zoeten; *Beleid duurzame elektriciteit kent beperkte houdbaarheid*; Economisch Statistische Berichten, nr. 4306; 27 april 2001.
- R.J. Ybema; *Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010*. ECN-P--01-010, ECN, RIVM, Petten, nog te verschijnen.
- C.J.G. van Halen, E. Hanekamp, O. van Hilten, J.A. Zeevalkink; *Bedrijfseconomische en beleidsmatige evaluatie van elektriciteit- en warmteopwekking uit afval en biomassa*; 2EWAB00.23 (Novem); december 2000.

Op Internet is informatie over de liberalisering van de Nederlandse energiemarkten te vinden, onder meer op de volgende sites:

www.apx.nl	Amsterdam Power Exchange
www.ez.nl	Ministerie van Economische Zaken (zie Beleid)
www.energie.nl	Informatie over energie (onder constructie)
www.energieliberisering.nl	Platform versnelling energieliberisering
www.energiemanagement.net	Actuele informatie over energie
www.energiened.nl	EnergieNed, federatie van energiebedrijven in Nederland
www.europa.eu.int	Europese Commissie
www.gastransport.nl	Gasunie Transport Services
www.greenprices.nl	Informatie over groene energie
www.dte.nl	Dienst uitvoering en toezicht Energie
www.tennet.org	TenneT, beheerder van het Nederlandse hoogspanningsnet
www.tso-auction.org	Veiling van import- en exportcapaciteit voor elektriciteit

Verantwoording

Rapportnummer: ECN-P--01-009

Coördinatie en redactie: Martin Scheepers
Auteurs *Overzicht*: Martin Scheepers, Marcel Kaal, Bas Groenendaal, Fieke Rijkers

Auteurs *Inzicht*:

- Maroeska Boots Moeizame invoering van de Gaswet
- Emiel van Sambeek Concurrentie op de kleinverbruikersmarkt start met groene stroom
- Marcel Kaal Het nieuwe gezicht van de bestaande energiebedrijven
- Manuel de Noord Groei duurzame energieaanbod afhankelijk van succes offshore windenergie
- Theo de Lange Hoofdrol voor kolencentrales in het Nederlandse duurzame energieaanbod
- Adrian Wals Prijsvorming en marktgedrag op de elektriciteitsmarkt
- Fieke Rijkers Opbouw van huidige en toekomstige energieprijzen

Geraadpleegde bronnen: APX, CBS, DTe, EnergieNed, Gasunie, Greenprices, Euroelectric, IEA, Proxpep Research, TenneT, TSO-Auction, UNFCCC

Eindredactie: Annette Bruijn
Vormgeving: Cora Blankendaal
Drukwerk: Publicatie Service ECN
Foto's: Minister Jorritsma/ R. Rozenburg (pag. 7), Offshore Windpark/ NEG micon (source www.bwea.com) (pag. 27), Greenpeace/Beentjes (pag.49), Eurocenten/de Nederlandsche Bank (pag 71).

Bestellingen

Exemplaren van *Energie Markt Trends 2001* kunnen worden besteld per telefoon (0224 – 56 4347), per fax (0224 – 568338) of per e-mail (emt@ecn.nl). De prijs bedraagt € 30,- (excl. BTW).