

Hoge stroomprijzen voor Nederlandse industriële grootverbruikers

seo economisch onderzoek

Amsterdam, maart 2006
In opdracht van FNV Bondgenoten

Hoge stroomprijzen voor Nederlandse industriële grootverbruikers

Een schets van oorzaken en oplossingen

dr. Barbara Baarsma
drs. Michiel de Nooij



seo economisch onderzoek

“De wetenschap dat het goed is”

SEO Economisch Onderzoek doet onafhankelijk toegepast onderzoek in opdracht van overheid en bedrijfsleven. Ons onderzoek helpt onze opdrachtgevers bij het nemen van beslissingen. SEO Economisch Onderzoek is gelieerd aan de Universiteit van Amsterdam. Dat geeft ons zicht op de nieuwste wetenschappelijke methoden. We hebben geen winstoogmerk en investeren continu in het intellectueel kapitaal van de medewerkers via promotietrajecten, het uitbrengen van wetenschappelijke publicaties, kennisnetwerken en congresbezoek.

SEO-rapport nr. 882

ISBN 10 -90-6733-327-1

ISBN 13 -978-6733-327-6

Inhoudsopgave

Samenvatting	i
1 Inleiding.....	1
1.1 Problemen met hoge stroomprijzen.....	1
1.2 Het consortium als oplossing?.....	2
1.3 Onderzoeksvraag	4
2 De elektriciteitsprijs vergeleken.....	7
2.1 De elektriciteitsprijs volgens Eurostat.....	7
2.2 De prijs op de stroombeurzen.....	8
2.3 Prijs van de interconnectiecapaciteit.....	12
2.4 Conclusie.....	13
3 Enkele mogelijke verklaringen voor de hoge prijs	15
3.1 Verschillen in opwekkingsmix tussen landen.....	15
3.2 Kosten per centrale	19
3.3 Verschillen in marktwerking.....	21
3.4 Conclusie.....	24
4 Mogelijke oplossingsrichtingen	25
4.1 Oplossingsrichtingen door verbeterde marktwerking	25
4.1.1 Interconnectiecapaciteit.....	25
Vrije interconnectiecapaciteit.....	28
4.1.2 Harmonisering regelgeving op EU-niveau	28
4.1.3 Vereenvoudigen en verkorten procedures productie- en transportcapaciteit	29
4.1.4 Loslaten koppeling olie- en gasprijs.....	30
4.2 Overige oplossingsrichtingen.....	31
4.2.1 Energiebesparing en innovatie	31
4.2.2 Verlagen gasprijs.....	32

4.2.3	Verandering van de ingezette brandstofmix	33
4.2.4	Overhevelen emissierechten en/of bekijken verschillen in allocatie	34
4.2.5	Staatssteun.....	35
	Redenen voor staatssteun	36
	Het verbod op staatssteun.....	36
	Economische nadelen van subsidies.....	39
	Politieke lobby	40
4.3	Afsluitende opmerkingen	40
Referenties	43

Samenvatting

In heel wat landen klagen industriële grootverbruikers al heel wat jaren over teleurstellende resultaten van de liberalisering van de energiemarkt. Deze klachten zijn luider geworden nu de prijzen na de zomer van 2005 verder omhoog zijn geschoten. Volgens de Nederlandse grootverbruikers van energie is de situatie door de recente prijsverhogingen in Nederland nog nijpender dan in het buitenland en is het prijsverschil met landen om ons heen sterk gegroeid. Zo zou het verschil met Duitsland zijn opgelopen tot meer dan 20 procent (57 euro per MWh versus 44 euro per MWh). Deze prijsverschillen hebben invloed op het presteren van de energie-intensieve industrie en ondermijnen de internationale concurrentiepositie. Zo gaf Crown Gelder (papierfabrikant) eind 2005 een winstwaarschuwing af als gevolg van de hogere energieprijzen. Methanor, een joint venture van Akzo, DSM en Dynea, sluit als direct gevolg van de hoge gasprijzen een van zijn twee fabrieken in Delfzijl. De productie in de andere fabriek wordt teruggeschroefd. De helft van de negentig arbeidsplaatsen staat op het spel. Aldel schrapt vanwege de hoge prijs 60 van de 510 arbeidsplaatsen. Volgens de vakbonden zal bij ongewijzigd beleid de hoge stroomprijs leiden tot het verlies van direct 18.000 arbeidsplaatsen en als de toeleveranciers e.d. daar bij worden geteld zou het zelfs om 56.000 arbeidsplaatsen gaan. Deze vrees voor het verlies aan arbeidsplaatsen was de aanleiding voor FNV Bondgenoten voor dit onderzoek.

In een poging de hoge stroomprijzen te verlagen voor de Nederlandse energie-intensieve industrie is een consortium van de negen grootste grootverbruikers opgezet. Het doel van het consortium is om een langetermijncontract af te sluiten, van 10 tot 20 jaar. Een dergelijk contract biedt zoveel zekerheid dat geïnvesteerd kan worden in een nieuwe centrale. De partijen praten over de gezamenlijke bouw van een goedkope, kolengestookte centrale, speciaal voor de energie-intensieve industrie. Afhankelijk van de financiële aantrekkelijkheid is biostook van biomassa een optie. Als nu gestart wordt met de bouw zou de centrale pas in 2011 kunnen leveren. Omdat de nood nu hoog is, onderhandelt het consortium ook over een energieprijs tot 2011. De kans dat dat laatste lukt wordt door verschillende partijen heel verschillend ingeschat.

Tot op heden heeft het consortium nog geen concrete zaken opgeleverd. Het gehele proces lijkt moeizaam te verlopen en duurt nu al meer dan een half jaar. De minister van EZ heeft aangegeven dat hij eerst het resultaat van de onderhandelingen afwacht voordat hij eventuele verdere actie onderneemt. Ook de grootverbruikers nemen voorlopig – in afwachting van de uitkomsten van het consortium – geen drastische beslissingen. De verwachting is nu dat de onderhandelingen ergens eind maart 2006 zullen worden afgerond.

Dit onderzoeksrapport heeft als doel om het inzicht te vergroten in de omvang en oorzaak van de (relatieve) stroomprijzen voor de Nederlandse industrie en de mogelijke verbeteringen voor de verslechterende internationale concurrentiepositie van deze industrie.

Uit de hoogte van de prijs op een aantal stroombeurzen en de interconnectietarieven blijkt dat de Nederlandse industriële grootverbruikers een hogere prijs betalen voor de elektriciteit dan veel van hun concurrenten in omliggende landen. Hierbij moet opgemerkt worden dat de data niet het

gehele door de grootverbruikers genoemd prijsverschil aangeven. In een geliberaliseerde omgeving zijn data echter niet eenvoudig te krijgen.

De belangrijkste oorzaak van de recente stroomprijzverhogingen en de toename in het verschil met de ons omringende landen is de gestegen grondstofprijzen (olie en gas). Door het type centrales en de gekozen brandstofmix werken deze grondstofprijzen in Nederland sterker door. Het verschil in vrije marktwerking speelt wel een rol op de Europese energiemarkt, maar verklaart niet de recente prijsstijgingen.

Op dit moment is er feitelijk geen Noordwest-Europese energiemarkt. De prijs van energie wordt daardoor niet zozeer bepaald door concurrentie maar door de samenstelling van het productiepark van het betreffende land en de daaraan gelieerde samenstelling van de brandstofmix, de koppeling tussen olie- en gasprijs, en de beperkingen in de handel. De keuze van de brandstof mix wordt in belangrijke mate nog bepaald door het beleid van nationale overheden in het verleden. Dit marktfalen heeft tot gevolg dat ingrijpen door de overheid economisch gezien gerechtvaardigd is. De oplossing voor het probleem van de hoge stroomprijzen van de energie-intensieve industrie ligt dan primair bij het beter laten werken van de energiemarkt en voltooiën van een Noordwest-Europese energiemarkt. Dat zal op korte termijn echter niet leiden tot een verlaging van de stroomprijzen. Daarom bekijken we in dit rapport ook een aantal andere oplossingsrichtingen die zowel op korte als middellange termijn effect kunnen hebben. De hieronder genoemde oplossingsrichtingen kunnen als input dienen in het debat over dit onderwerp dat wordt gevoerd door politiek, energiebedrijven, werkgevers en werknemers.

Vijf kansrijke opties die via een betere marktwerking leiden tot minder hoge stroomprijzen zijn:

- Verbeteren van het toezicht op vrije marktwerking: Strikter toezicht op het ontstaan van marktdominanties (nationale fusies ook Europees laten bekijken) en het onderzoek misbruik van marktmacht en prijsafspraken (op EU niveau);
- Meer interconnectiecapaciteit bouwen en daarmee de marktkoppeling vergroten zodat er meer mogelijkheden zijn om prijsarbitrage toe te passen;
- Om een Europees level playing field te krijgen, is het noodzakelijk dat het institutionele kader waarbinnen energiebedrijven werken gelijk is. Belangrijke verschillen in regelgeving betreffen milieuwetgeving, marktwerkingsbeleid en –toezicht en de ruimtelijke ordening. Op dit moment is er geen sprake van een gelijk speelveld, en is verdere harmonisering van regelgeving dus onontbeerlijk;
- In het verlengde van de vorige paragrafen ligt het verkorten en het vereenvoudigen van de procedures voor het bouwen van een centrale of interconnectiecapaciteit. De langdurige en vaak complexe procedures zijn op dit moment een investeringsdrempel voor (buitenlandse) investeerders, die door de overheid is neergelegd en ook door de overheid verlaagd kan worden;
- Onderzoek de mogelijke voordelen van het loslaten van de automatische koppeling van de olie- en gasprijs. Bedenk wel dat dit waarschijnlijk op dit moment geen soelaas zou bieden.

Overige mogelijke oplossingsrichtingen voor de hoge stroomprijzen zijn (behalve het reeds door het consortium onderzochte alternatief van een nieuw te bouwen centrale op basis van langetermijncontracten met de grootverbruikers):¹

- Het afstandafhankelijk maken van de transporttarieven: De stroomprijs die een grootverbruiker betaalt, bestaat uit een aantal componenten, waaronder productiekosten, de leveringskosten en de transportkosten. Indien de transporttarieven afstandafhankelijk worden gemaakt, betekent dat een daling van de transporttarieven. Als de grootverbruikers dichtbij een centrale staan (of er vlak bij komen te staan na de bouw van de gewenste nieuwe centrale), betalen ze minder. Dit is een oplossing voor de lange termijn. Overigens kunnen transporttarieven nu ook 'ontweken' worden door een eigen WKK installatie te bouwen²;
- Meer energie besparen. Als de energiebesparing toeneemt, daalt de binnenlandse vraag en komt er meer importcapaciteit vrij voor arbitrage met als gevolg dat prijs kan dalen. Omdat het huidige niveau van energiebesparing achter blijft bij de verwachte mogelijkheden, is het een oplossingsrichting om serieus werk te maken van energiebesparing en innovatie;
- Verandering van de ingezette brandstofmix: De stroomprijzen zijn na de zomer van 2005 sterk gestegen doordat de olieprijs tot grote hoogte stegen en dit zich via een aan de olieprijs gekoppelde gasprijs vertaalde tot hogere kosten voor elektriciteit in Nederland, waar om historische redenen veel relatief dure gasgestookte centrales staan, terwijl in de omliggende landen gebruik wordt gemaakt van goedkope bruinkool- en kernenergie. Vanwege de kostenvoordelen per KWh is een oplossing het uitbreiden van de capaciteit met een kernenergiecentrale of een kolengestookte centrale. Vanwege het feit dat oude centrales eerst moeten worden afgeschreven en nieuwe moeten worden gebouwd, is het niet mogelijk om op korte termijn op grote schaal de brandstofmix te veranderen;
- Het overhevelen van emissierechten en/of bekijken van verschillen in allocatie: De recente stijging van de stroomprijzen is zonder meer mede het gevolg van het Europese systeem voor CO₂ emissiehandel. Het zou nader onderzocht moeten worden in welke mate het verschil in stroomprijs tussen landen mede bepaald wordt door verschillen tussen landen in allocatie van CO₂ rechten. Een andere mogelijke oplossingsrichting is het (gedeeltelijk) overhevelen van de CO₂ rechten die nu gratis aan de energiebedrijven zijn gegeven aan de grootverbruikers (afnemers). Het is zondermeer zo dat dit voor de grootverbruikers een voordeel oplevert. Vanuit een economische optiek is dit louter een herverdelingskwestie tussen energiebedrijven en grootverbruikers;
- Staatssteun verlenen als tussentijdse compenserende maatregel tot de langetermijn oplossingsrichtingen hun werk doen. Er zijn twee redenen voor staatssteun. Omdat de hoge stroomprijzen voor een deel door de brandstofmix worden veroorzaakt en deze energiemix in de opwekking een beleidskeuze is van de Nederlandse overheid, waarvan de gevolgen nu op de energie-intensieve bedrijven wordt afgewenteld, is er reden dat de overheid dit rechtzet. Ten tweede vereisen de moderne staatssteunregels een corrigeren van marktfalen. Het feit dat de Noordwest-Europese energiemarkt niet goed werkt, levert een nadeel op voor Nederlandse grootverbruikers. De staatssteun zou dan gericht zijn op het corrigeren van dit marktfalen op de inkoopmarkt van deze energie-intensieve bedrijven.

¹ Het verlagen van de gasprijs voor grootverbruikers zien wij niet als kansrijke optie. Een verlaging van de gasprijs is weinig zinvol, omdat de voordelen daarvan voor een zeer groot deel over de grens verdwijnen. Bovendien leidt een lage gasprijs niet tot een lagere stroomprijs. (zie paragraaf 4.2.2)

² Merk hierbij wel op dat de subsidie voor (bestaande) WKK net vorig jaar is afgeschaft.

Staatssteun heeft echter ook nadelen. Ten eerste is het vaak verboden. Een blik op de EU-regels en de jurisprudentie geeft aan dat er wel enige kansen zijn om in dit geval staatssteun te verlenen, maar dat dan zeer specifiek onderzocht moet worden waaraan voldoen moet worden om goedkeuring te krijgen uit Brussel. Daarnaast zijn er economische nadelen van steun (subsidies), zoals het verminderen van de allocatieve efficiëntie, de herverdelingseffecten (van kleine naar grote bedrijven en van burgers naar bedrijven), en de kosten van belastingheffing.

- Aankaarten oneerlijke staatssteun in andere landen: Het feit dat in andere landen oneerlijke praktijken plaatshebben, wil niet zeggen dat die ook in Nederland zijn toegestaan. Daarom is het belangrijk om met een actieve politieke lobby de misstanden en ongelijkheden tussen landen aan de kaak te stellen in Brussel. Daarnaast is het ook van belang dat de marktpartijen zelf bijvoorbeeld de steun aan de Duitse steenkoolmijnen en de Franse steun aan kernenergie in Brussel op de agenda zetten.

1 Inleiding

1.1 Problemen met hoge stroomprijzen

In heel wat landen klagen industriële grootverbruikers al heel wat jaren over teleurstellende resultaten van de liberalisering van de energiemarkt. Deze klachten zijn luider geworden nu de prijzen na de zomer van 2005 verder omhoog zijn geschoten. Vooral enkele grootverbruikers uit Noord-Groningen kwamen recent in het nieuws toen zij in Den Haag demonstreerden voor het veiligstellen van de werkgelegenheid. Aldel, een aluminiumsmelter, werd geconfronteerd met de hoge prijzen doordat het 10 jarige contract afliep per 1 januari 2006. Het contract van chemiebedrijf Kollo loopt een jaar later af en ook zij schreven een brandbrief aan het ministerie van EZ. Het Financieele Dagblad van 1 december 2003 stelt dat de producenten zich flink lijken te hebben verkeken op de effecten van de liberalisering. Rekenend op lagere prijzen, hebben ze zich maar beperkt ingedekt tegen prijsstijgingen. De bedrijven hebben niet allemaal langetermijncontracten gesloten, of zien hun contracten aflopen. Veel bedrijven hebben voor de korte termijn energie ingekocht en worden daarom nu geconfronteerd met de prijsstijgingen.

De verwachting ten aanzien van de liberalisering is inderdaad dat deze op de langere termijn leidt tot lagere reële prijzen. De recente prijsstijgingen lijken in tegenspraak met deze verwachting. Dat hoeft echter niet het geval te zijn als deze prijsstijgingen samenhangen met hogere prijzen voor grondstoffen door toegenomen relatieve schaarste. In dat geval doet de markt gewoon zijn werk en worden de (noodzakelijke) reacties van marktpartijen uitgelokt. Voor afnemers betekent een hogere prijs dat zuiniger met energie omgegaan dient te worden (energiebesparing en innovaties).¹ Voor producenten zijn prijsstijgingen een signaal om meer capaciteit bij te bouwen (zowel voor de basislast als piekcapaciteit). Door de liberalisering is het beter mogelijk geworden dat prijzen deze signaalfunctie vervullen. Uiteraard betekent dit niet dat alle prijsverhogingen daarmee per definitie gerechtvaardigd zijn.

Volgens de Nederlandse grootverbruikers van energie is de situatie door de recente prijsverhogingen in Nederland nog nijpender dan in het buitenland. Begin september 2005 vond daarom – op initiatief van VNO NCW en nadat FNV Bondgenoten brieven over de hoge stroomprijzen schreef aan de Tweede Kamer en de minister – een gesprek plaats tussen minister Brinkhorst VNO NCW en enkele industriële grootverbruikers. De energie-intensieve bedrijven geven aan dat sprake is van een groot prijsverschil met landen om ons heen. Zo zou het verschil met Duitsland zijn opgelopen tot meer dan 20 procent (57 euro per MWh versus 44 euro per MWh). In het gesprek met Brinkhorst werd verder gesteld dat de industrie in Frankrijk, Finland en Spanje veel gunstiger contracten kan afsluiten dan de Nederlandse industrie en uitkomt op 25 euro per MWh. Deze buitenlandse industrie kan langjarige contracten afsluiten met

¹ Een ander mogelijk gevolg van hoge prijzen is het vertrek van de energie-intensieve industrie naar landen met een lagere energieprijz.

kerncentrales.¹ De lagere prijs heeft volgens de Nederlandse grootverbruikers te maken met de aanjagende rol van de overheid in andere landen en met de grotere bereidheid van elektriciteitsproducenten om langetermijn contracten af te sluiten.

De internationale concurrentiepositie wordt door de prijsverschillen ondermijnd. Zo gaf Crown Gelder, producent met kleefpapier met kleefzijde, op 9 november 2005 een winstwaarschuwing als gevolg van de hogere energieprijzen. Crown heeft het moeilijk doordat hun Noorse, Franse en Duitse concurrenten elektriciteit uit waterkracht, nucleaire splijtstof respectievelijk bruinkool gebruiken die veel goedkoper is. Methanor, een joint venture van Akzo, DSM en Dynea, sluit als direct gevolg van de hoge gasprijzen een van zijn twee fabrieken in Delfzijl. De productie in de andere fabriek wordt teruggeschroefd. De helft van de negentig arbeidsplaatsen staat op het spel. Aldel schrapte vanwege de hoge stroomprijs 60 van de 510 arbeidsplaatsen. Volgens de vakbonden zal bij ongewijzigd beleid de hoge stroomprijs leiden tot het verlies van direct 18.000 arbeidsplaatsen en als de toeleveranciers e.d. daar bij worden geteld zou het zelfs om 56.000 arbeidsplaatsen gaan. FNV Bondgenoten maakt zich zorgen over het mogelijke verlies van deze arbeidsplaatsen.

1.2 Het consortium als oplossing?

Tijdens het gesprek in september jl. met Brinkhorst is gesproken over het idee van gezamenlijke contracten met grote elektriciteitscentrales. Daartoe is door negen bedrijven een consortium opgericht. De negen industriële bedrijven zijn Akzo Nobel (chemie; Delfzijl), Alcan Pechiney (aluminiumsmelter; Vlissingen), Aldel (aluminiumsmelter; Delfzijl), Corus (staal; IJmuiden), Dow Chemical (chemie; Terneuzen), DSM (chemie; Limburg, Groningen IJmuiden en Delft), Kollo (chemie; Delfzijl), Sabic (chemie; Limburg) en Zinifex (metaal; Budel). Het consortium staat onder leiding van oud-Hoogovens-topman J.F. (Fokko) van Duyne, die tegenwoordig onder meer kroonlid van de SER en commissaris bij Tennet is. Omdat Brinkhorst wil voorkomen dat de energieverbruikers daarmee in strijd handelen met Europese mededingingsregels is hij ook graag betrokken bij het overleg. De negen bedrijven nemen gezamenlijk 20 procent van de nationale energievraag voor hun rekening. De grens voor deelname aan het consortium ligt op een jaarverbruik van 100 MWh. Wellicht zou de NMa dit als kartelvorming zien. Bovendien is het energiebedrijven verboden gezamenlijk een prijs af te spreken voor de grootverbruikers.

Het consortium wil gezamenlijk langdurige contracten sluiten om elektriciteit in te kopen. Met deze langlopende contracten en afnamegaranties hopen de negen bedrijven een redelijke en stabiele prijs met energieproducenten af te kunnen spreken. In een eerder stadium (al in 2003) overwogen energie-intensieve bedrijven om een nieuwe kolencentrale op de Tweede Maasvlakte te bouwen, maar dat plan is naar de achtergrond verdwenen. Later is ook een plan op tafel gekomen om een oude Duitse kolencentrale, de Scholvencentrale van RWE, in gebruik te nemen. Het idee was om de centrale door Tennet te laten aansluiten op het hoogspanningsnet. De stroom zou vervolgens via exclusieve contracten beschikbaar worden gesteld aan de

¹ In Finland hebben grootverbruikers (m.n. papierfabrikanten) zich verenigd in een consortium dat geld steekt in een nieuwe kerncentrale. Dit wordt ook wel het Franse model genoemd, omdat in Frankrijk is gekozen voor het bouwen van extra (kernenergie)capaciteit met op lange termijn afzetcontracten gebaseerde financiering.

grootverbruikers. Dat plan ging echter niet door, omdat de partijen geen overeenstemming konden bereiken over de financiële voorwaarden. Vervolgens heeft EZ een plan gemaakt over afschakelcontracten dat door TenneT is uitgevoerd. Op zoek naar voldoende reservecapaciteit heeft TenneT ervoor gekozen om afschakelcontracten met de grootste energieslurpers af te sluiten (omdat TenneT anders vermogen achter de hand moet houden om tekorten op te vangen). Als er een ernstig tekort dreigt, kan TenneT de stroom voor deze bedrijven tijdelijk (deels) afschakelen, iets wat in praktijk zelden zal gebeuren. Voor het aanbieden van afschakelvermogen ontvangen de bedrijven een jaarlijkse vergoeding. De Nederlandse bedrijven hebben het afgelopen jaar een aantal keren met Brinkhorst overleg gevoerd om te komen tot een vorm van compensatie, maar de minister kon weinig voor ze doen gezien het Europese verbod op oneerlijke staatssteun.

Tot op heden heeft het consortium nog geen concrete zaken opgeleverd. Het gehele proces lijkt moeizaam te verlopen en duurt nu al meer dan een half jaar. De minister van EZ heeft aangegeven dat hij eerst het resultaat van de onderhandelingen afwacht voordat hij eventuele verdere actie onderneemt. Ook de grootverbruikers nemen voorlopig – in afwachting van de uitkomsten van het consortium – geen drastische beslissingen. De verwachting is nu dat de onderhandelingen ergens eind maart 2006 zullen worden afgerond in de vorm van een ‘letter of intent’. Behalve vanuit het consortium wordt de druk op de minister van EZ om iets te doen ook opgevoerd vanuit de provincies. Zo schreef de gedeputeerde Economische Zaken van de provincie Groningen (mede namens zijn collegae uit Limburg, Noord-Brabant, Noord-Holland en Zeeland) een brief aan Brinkhorst en de leden van de vaste Kamercommissie Economische Zaken.

In een brief van 24 februari 2006 aan de Tweede Kamer schrijft Brinkhorst: “Uit de diverse terugkoppelingen die de heer Van Duyné mij heeft gegeven maak ik op dat de onderhandelingen zich in een beslissende fase bevinden. Ik begrijp dat het consortium streeft naar een raamovereenkomst, waarbinnen elk van de deelnemers een op maat gesneden leveringscontract uitonderhandelt. Binnen enkele weken zal het consortium duidelijk maken in hoeverre het hierin geslaagd is en in hoeverre elk van de deelnemende bedrijven in staat zal zijn elektriciteit in te kopen tegen een voor hen aanvaardbare prijs. Op dit moment is het dus nog te vroeg voor een conclusie ten aanzien van het welslagen van de onderhandelingen. Alle betrokken marktpartijen zijn nog in gesprek en focussen op een positieve uitkomst.”

De onderhandelingen zullen waarschijnlijk zwaar zijn. Energieproducent Delta – waar drie van de negen bedrijven klant zijn – heeft al aangegeven dat alleen over prijsverlagingen valt te praten als de grootverbruikers bereid zijn om meer flexibele contracten af te nemen, waarin meer mogelijkheden bestaan om tijdelijk (deels) de stroomvoorziening te verminderen. Dit is mogelijk omdat de stroomproducenten – in het geval de prijs op een bepaalde dag erg hoog is – meer elektriciteit op de day-ahead markt kunnen verkopen en daar een hogere prijs voor ontvangen dan de grootverbruikers volgens hun contract betalen. Een andere mogelijkheid is tijdelijk minder stroom te leveren als de stroomproducenten geconfronteerd worden met sterk gestegen vraag waardoor ze (1) zelf niet snel meer meteen produceren of (2) dit niet duur moeten inkopen bij TenneT (dit is vooral aantrekkelijk voor geïntegreerde stroomproducenten met een leveringsbedrijf).

Het doel van het consortium is om een langetermijncontract af te sluiten, van 10 tot 20 jaar. Een dergelijk contract biedt zoveel zekerheid dat geïnvesteerd kan worden in een nieuwe centrale. De partijen praten over de gezamenlijke bouw van een goedkope, kolengestookte centrale, speciaal voor de energie-intensieve industrie. Als nu gestart wordt met de bouw zou de centrale pas in 2011 kunnen leveren. Omdat de nood nu hoog is, onderhandelt het consortium ook over een energieprijs tot 2011. De kans dat dat laatste lukt wordt door verschillende partijen heel verschillend ingeschat.

VNO NCW was eind 2005 optimistisch en verwacht dat het ook zoveel zekerheid geeft dat hij een kostprijs-plus-tarief kan aanbieden. Het is volgens VNO NCW de bedoeling van het contract dat de afnemers meteen het kostprijs-plus-tarief krijgen, ook gedurende de jaren dat de nieuwe centrale nog niet opgeleverd is. De prikkel voor energieproducenten voor een dergelijk contract lijken voornamelijk niet groot. Immers, waarom zou een producent op kostprijs-plus gaan verkopen als de marktprijzen veel hoger liggen? Een bron bij een energiebedrijf verwoordt dat in het Financieele Dagblad van 23 januari 2006 als volgt: “Het consortium wil euro 25 tot euro 35 per megawattuur. Als wij aan het rekenen slaan, komen we op euro 50 tot euro 55. Als je wilt starten in 2011, is een contract wellicht mogelijk. Maar ze willen starten in juli 2006. Dat is niet realistisch bij de huidige marktprijzen. Dat scheelt honderden miljoenen. Geen enkele energieleverancier kan dat verantwoorden.” Een ander probleem betreft de overige risico's: wie draagt bijvoorbeeld de risico's met betrekking tot toekomstige kosten van emissierechten en wie de risico's ten aanzien van het beschikbaar zijn van interconnectiecapaciteit. Het is een kwestie van onderhandelen, waarbij alle partijen (grootverbruikers, overheid en energiebedrijven) water bij de wijn moeten doen. Zo is het mogelijk dat de grootverbruikers aangeven dat het contract niet meteen hun volledige stroombehoefte dekt, maar dat het contract steeds elk jaar wordt uitgebreid tot het 100% van het stroomverbruik van de grootverbruikers dekt.

Hoe dan ook is de verwachting dat een collectief megacontract kan leiden tot de bouw van een nieuwe centrale en dat daarmee een stroomprijs net boven de kostprijs kan worden gecontracteerd. Overleg met banken – ING, ABN-Amro en Rabobank – loopt over eventuele leningen om in een nieuwe centrale te kunnen investeren.

1.3 Onderzoeksvraag

Zoals hierboven geschetst zijn er mogelijk grote verschillen in prijzen tussen Nederland en andere Europese landen, die mogelijk kunnen leiden tot een fors verlies aan werkgelegenheid bij de energie-intensieve industrie. Om het inzicht in de omvang en oorzaak van de (relatieve) stroomprijzen voor de Nederlandse industrie en de mogelijke verbeteringen voor de verslechterende internationale concurrentiepositie van deze industrie te vergroten, heeft FNV Bondgenoten aan SEO Economisch Onderzoek gevraagd een onderzoek uit te voeren. FNV Bondgenoten meent dat de grote verschillen van de energieprijs binnen Europa nadelige gevolgen heeft voor de werkgelegenheid in Nederland in het bijzonder voor die van de energie-intensieve bedrijven. Door met name Aldel, Pechiney, Kollo, en Zinifex is feitelijk aangekondigd dat zij bij een ongewijzigde energieprijs genoodzaakt zullen zijn te sluiten. De gunstige aluminium prijs zorgt er voor dat Aldel en wellicht Pechiney nog niet gesloten zijn.

Het resulterende rapport ligt voor u. Het rapport dient als input voor de discussie over de aanpak van de hoge stroomprijzen die FNV Bondgenoten voert met werkgevers, de overheid en andere partijen die invloed kunnen hebben op de stroomprijzen en daarmee de toekomst van de werkgelegenheid bij de energie-intensieve bedrijven (dat kunnen onder meer de elektriciteitsbedrijven zijn, de Europese commissie, Europees vakverbond etc.). FNV Bondgenoten wil in deze discussie de belangen van de werknemers bij de energieverbruikers te behartigen.

Dit rapport behandelt drie vragen in drie hoofdstukken:

1. Hoe groot zijn de prijsverschillen tussen Nederland en een aantal omliggende landen? (zie hoofdstuk 2)
2. Wat zijn mogelijke verklaringen voor deze grote prijsverschillen? (zie hoofdstuk 3)
3. Wat zijn mogelijke manieren om deze prijsverschillen te verkleinen? (zie hoofdstuk 4)

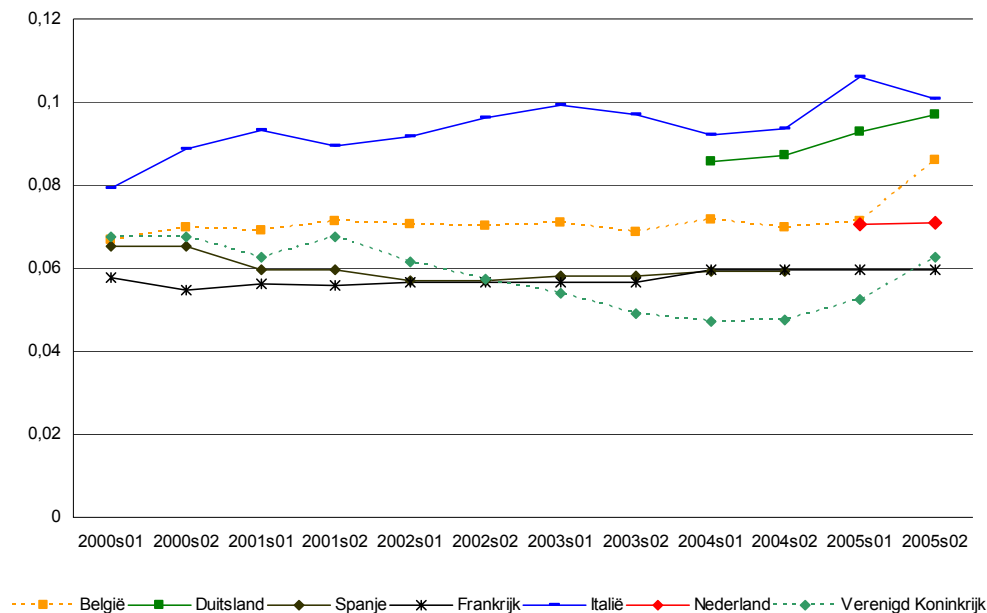
2 De elektriciteitsprijs vergeleken

De industriële grootverbruikers stellen dat de prijzen van elektriciteit in Nederland hoger liggen dan in andere landen. In verschillende gremia (waaronder ook krantenberichten) blijkt dat Nederlandse grootverbruikers op dit moment 60 tot 65 euro per MWh betalen, terwijl hun buitenlandse concurrenten 25 tot 35 euro per MWh betalen. De vraag die in dit hoofdstuk centraal staat, is of dit ook uit publieke databronnen naar voren komt. Een eerste blik op beschikbaar statisch materiaal suggereert dat dit niet zo is (zie paragraaf 2.1). Echter, op deze cijfers is het nodige af te dingen. Beschikbare markt- en veilingcijfers bevestigen het beeld dat Nederland relatief duur is (zie paragrafen 2.2 en 2.3). In paragraaf 2.4 maken we enkele concluderende opmerkingen.

2.1 De elektriciteitsprijs volgens Eurostat

Het statistisch bureau van de Europese Unie, Eurostat, verzamelt cijfers over het energieverbruik en de prijs van huishoudens en zakelijke elektriciteitsverbruikers. Figuur 2.1 geeft de energieprijzen voor de grootste categorie gebruikers weer waarvoor Eurostat internationaal vergelijkbare cijfers heeft. Opvallend is dat de prijs in Nederland vergelijkenderwijs niet hoog of laag is.

Figuur 2.1: Prijs na belasting voor grote industriële gebruikers (24 gWh pj) (per half jaar: s01 en s02)



Bron: Eurostat

Op de prijsvergelijking zoals die in Figuur 2.1 staat, is het nodige af te dingen. Ten eerste betreft dit de prijs voor eindverbruik, dat is inclusief transport, systeem diensten (zoals handhaving van

de balans door de Transmission System Operator¹), distributie en andere diensten. Doordat meerdere kostencomponenten bij elkaar genomen zijn, valt niet aan te geven of de prijs voor (de opwekking van) stroom in Nederland hoog of laag zijn. Hierdoor is het vinden van een oplossing voor de huidige problemen van de energie-intensieve diensten lastig. Ten tweede heeft Eurostat gegevens voor een bepaald type gebruiker verzameld, namelijk verbruikers met een jaarverbruik van 24 GWh, een maximum verbruik van 4000kW en een bedrijfstijd van 6.000 uur. Dit komt tijdens de bedrijfstijd overeen met een gemiddeld verbruik van 4 MW. De Nederlandse grote industriële verbruikers die nu last hebben van de hoge stroomprijs hebben een verbruik van 50 tot vele honderden MW en een vol-continue verbruik (met uitzondering van groot onderhoud). De negen grootste industriële elektriciteitsverbruikers gebruiken gemiddeld iets meer dan 2,2 miljoen MWh. Dit komt overeen met een gemiddeld verbruik van 250 MW bij continu verbruik.² De cijfers van Eurostat geven dus geen goed beeld van de problemen van de industriële grootverbruikers van elektriciteit die centraal staan in dit rapport.

Andere instellingen die data verzamelen, zoals EnergieNed (2005), de Britse overheidsdienst DTI (DTI, 2005), het International Energy Agency (IEA, 2005) en KEMA (2005) baseren zich of op Eurostat data of kampen met vergelijkbare problemen met het verzamelen van data, waardoor Nederlandse cijfers vaak ontbreken. Zo heeft de IEA (2005) alleen gegevens voor Nederland tot en met 2001, en daarna ontbreken de Nederlandse cijfers.

Kortom, op basis van gegevens van statistische bureaus lijkt er geen groot prijsverschil te zijn tussen Nederland en omliggende landen en wijst niets op relatief grote problemen voor de Nederlandse industriële grootverbruikers. In de volgende paragraaf bekijken we ander cijfermateriaal.

2.2 De prijs op de stroombeurzen

Grote industriële elektriciteitsverbruikers kopen hun stroom op de drie verschillende markten, de beurs (in Nederland de APX), de Over The Counter (OTC) markt en direct bij productiebedrijven.³ Op de beurs wordt de stroom voor de volgende dag verhandeld. In Nederland wordt 10 tot 15 procent van het stroomverbruik via de spotmarkt verhandeld. Figuur 2.2 geeft de Europese spotmarktprijzen weer. Hieruit blijkt dat het kopen van stroom op de spotmarkt tussen juli 2004 en juli 2005 duurder was in Nederland dan in België, Duitsland en Frankrijk. In een technische bijlage bij een rapport van de Europese Commissie wordt de

¹ In Nederland is dit TenneT.

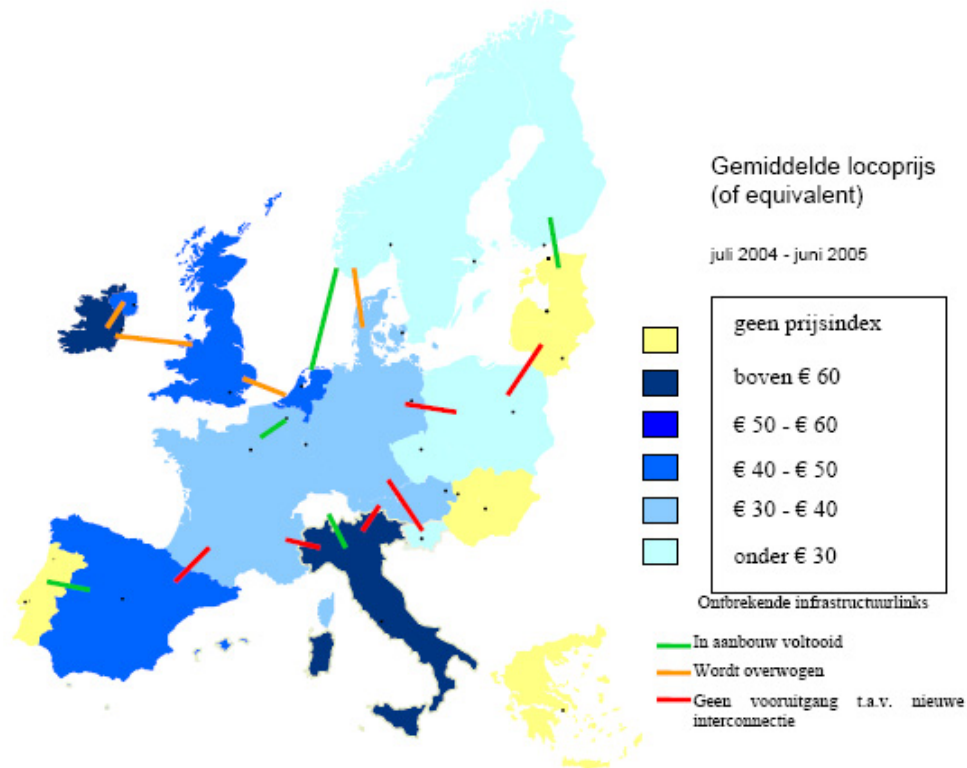
² Dit leiden we af uit twee bronnen:

- "De negen grootste stroomverbruikers in Nederland (Akzo, DSM, Corus, Pechiney, Dow, Elektroschmelzwerk Delfzijl, Thermphos, Aldel en Zinifex) zijn samen goed voor 20% van het Nederlandse stroomverbruik. Het zit deze bedrijven vooral dwars dat de prijzen in Nederland structureel hoger liggen dan in Duitsland, België en Frankrijk. Bij het huidige prijsverschil met Duitsland en Frankrijk van ruwweg euro 10 per megawattuur, hebben de grote negen samen een concurrentienadeel van euro 200 mln op jaarbasis." Beckman en Op het Veld (2005).
- Het totale verbruik in Nederland bedroeg in 2004 iets meer dan 106 miljoen MWh (EnergieNed, 2005).

³ De elektriciteitssector wordt veelal in vier onderdelen ontleed: 1) productiebedrijven die de stroom opwekken, 2) transmissie, dit is het transport van de elektriciteit langs de hoogspanningsleidingen met het oog op levering ervan aan eindafnemers of distributiebedrijven, 3) distributie, het transport van elektriciteit langs midden- en laagspanningsdistributienetten met het oog op levering aan afnemers, 4) levering (zie de begrippenlijst van Europese Commissie, 1996).

conclusie getrokken dat 'Prices are a *little* above the European average.' (cursivering, SEO) (2005b, p. 155).

Figuur 2.2: Prijs op de spotmarkt



Bron: Europese Commissie (2005a).

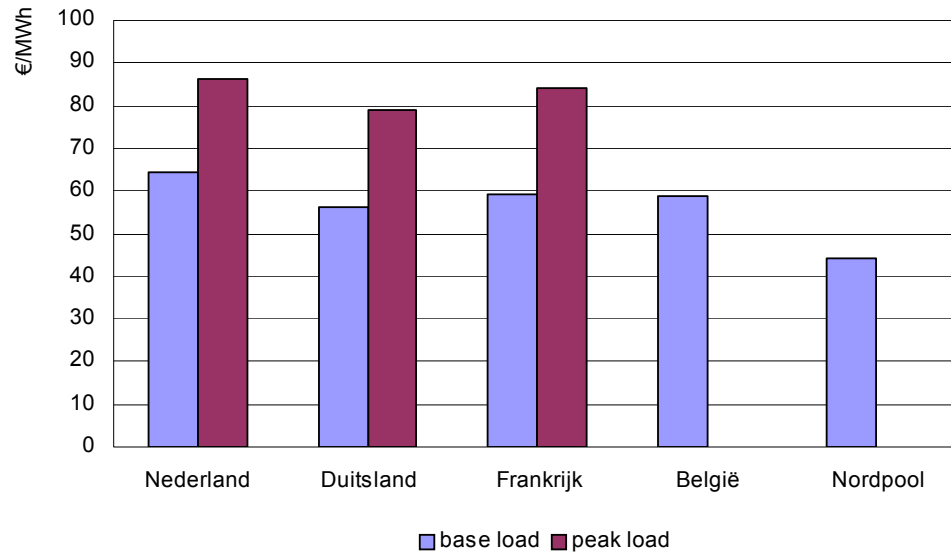
Op de OTC markt wordt 4 maal het Nederlandse verbruik verhandeld (DTe, 2005, p.25). In het geval een contract voor de levering van elektriciteit veelvuldig wordt verhandeld, duidt dit op de aanwezigheid van veel handelaren die de mogelijkheden tot arbitrage benutten. DTe heeft berekend dat het verhandelde volume op de Nederlandse spotmarkt (APX) in 2004 in vergelijking met de Duitse en Franse spotmarkt relatief groot is, zelfs nadat gecorrigeerd wordt voor de verplichte biedingen van import uit dagcapaciteit.

Op de OTC markt worden contracten verhandeld voor de levering van stroom per maand, kwartaal en jaar. Hierbij wordt vaak onderscheid gemaakt tussen basislast en pieklevering. Figuur 2.3 geeft de prijs voor piek- en basislast elektriciteitscontracten voor levering gedurende heel 2007 weer voor de omringende landen en Nordpool.¹ Hieruit blijkt dat de prijs in Nederland

¹ Nordpool is de elektriciteitsmarkt voor Noorwegen, Zweden, Finland en Denemarken. Deze markt is voor Nederland interessant omdat de Nederlandse en Nordpool markt in de toekomst gekoppeld gaan worden als de NorNedkabel aangelegd is. Door de transportkabel tussen beide landen kan gedurende de nacht het Nederlandse productiepark beter worden benut, terwijl tijdens de piekuren overdag gebruik kan worden gemaakt van de Noorse waterkracht. De Scandinavische en Nederlandse elektriciteitsmarkten zullen worden gekoppeld met behulp van de elektriciteitsbeurzen APX (Amsterdam Power Exchange) en Nord Pool Spot.

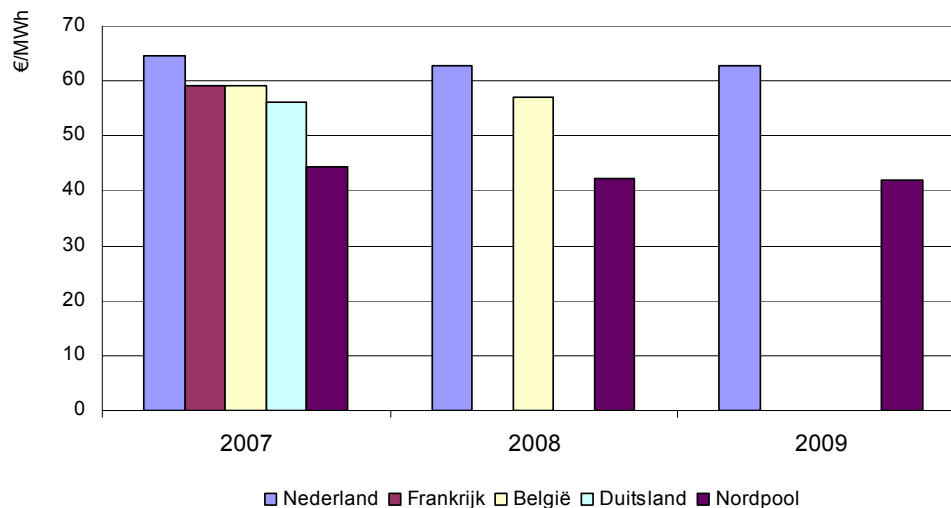
hoger is dan in de andere landen. De Nederlandse basislastprijs is 9 tot 15 procent hoger dan in de ons omringende landen, terwijl de Nederlandse basislastprijs 45 procent hoger is dan in de Nordpool markt.

Figuur 2.3: Prijs van contracten levering in 2007



Bron: www.eex.nl, www.endex.nl stand 1 MRT 2006, 10.50.

Figuur 2.4: Prijs van base load (basislast) voor contracten tot 2009



Bron: www.eex.nl, www.endex.nl stand 1 MRT 2006, 10.50.

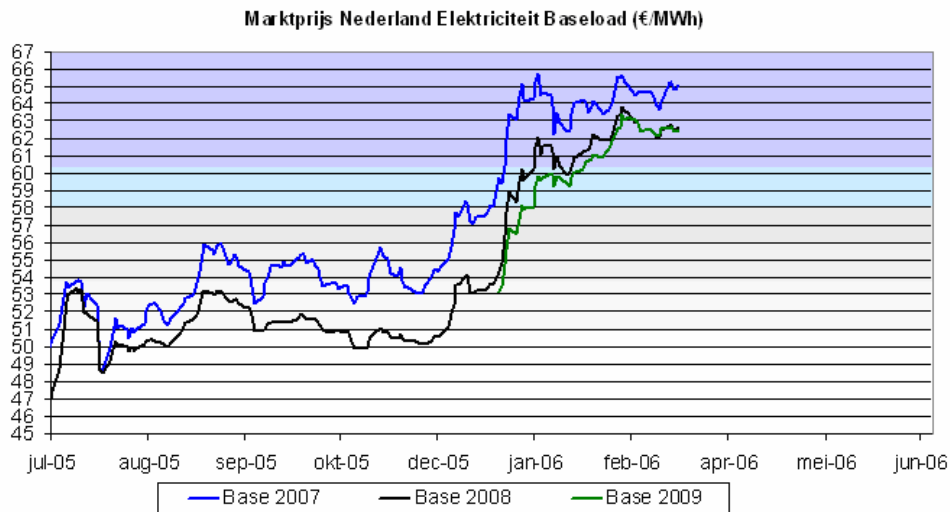
Figuur 2.4 geeft de basislastprijs voor een aantal landen weer tot 2009. Ontbrekende prijzen worden veroorzaakt doordat deze contracten in het betreffende land nog niet verhandeld worden. Ondanks de gaten in de data, kan op basis van Figuur 2.4 voorzichtig worden

geconcludeerd dat het nadelige prijsverschil voor de Nederlandse grootgebruikers vooralsnog blijft bestaan.

Recente prijsontwikkeling

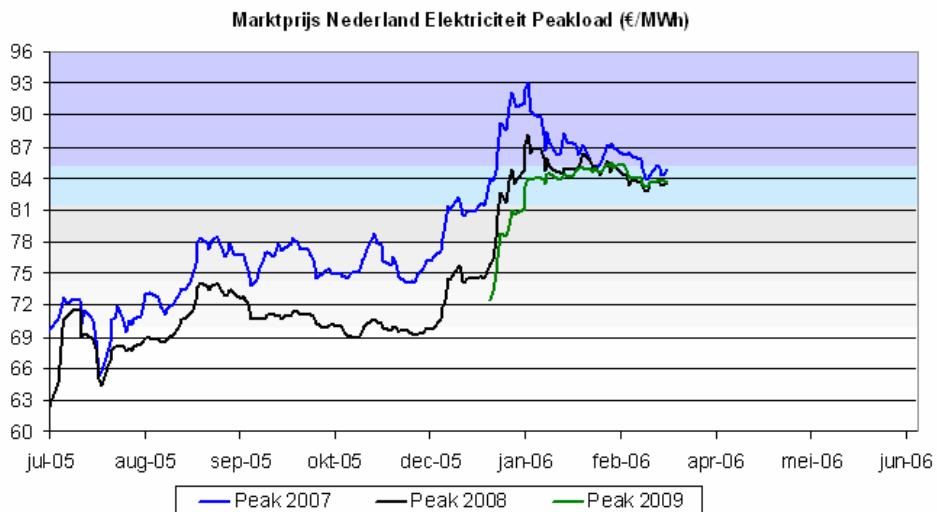
De grote prijsverschillen met het buitenland worden veroorzaakt doordat de prijzen in Nederland relatief harder zijn gestegen dan de prijzen in de ons omringende landen.

Figuur 2.5: Prijsontwikkeling Nederlandse baseload



Bron: Elektrabel E-mail nieuwsbrief E-ditie Grootzakelijk, week 12, 2006.

Figuur 2.6: Prijsontwikkeling Nederlandse peakload



Bron: Elektrabel E-mail nieuwsbrief E-ditie Grootzakelijk, week 12, 2006.

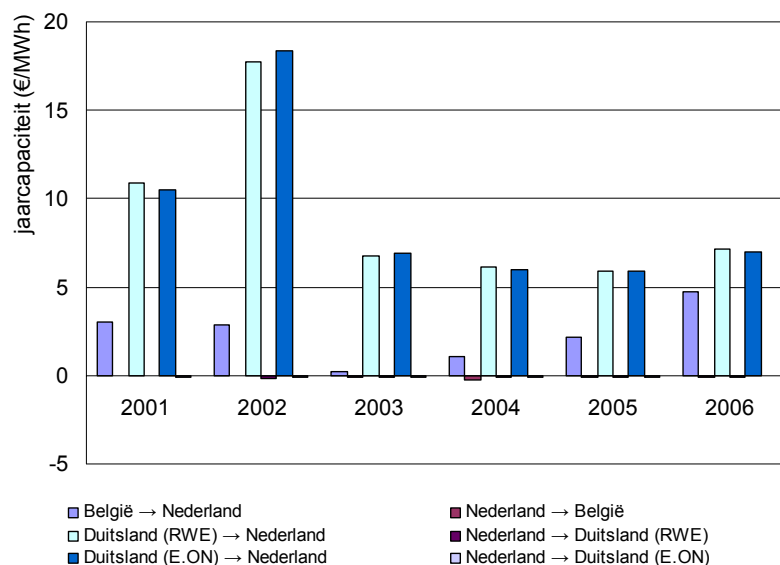
We hebben de beschikking over de Nederlandse cijfers, maar niet van de prijsontwikkelingen in de ons omringende landen. Figuur 2.5 laat zien dat de prijs voor baseload met levering in 2007 tussen juli 2005 en eind februari 2006 met zo'n 30 procent gestegen is van 50 euro per MWh tot 65 euro per MWh. Dit komt overeen met wat de grootverbruikers in verschillende gremia zeggen.

Figuur 2.6 laat zien dat voor Nederland ook de prijs voor peakload sterk is gestegen, van 70 per MWh tot ruim 80 per MWh terwijl deze ook even hoger is geweest dan 90 per MWh.

2.3 Prijs van de interconnectiecapaciteit

Een derde bron met cijfers over elektriciteitsprijzen zijn de interconnectietarieven. Grootverbruikers kunnen in principe hun elektriciteit ook importeren uit het buitenland als daar de prijs gunstiger is. In praktijk is import beperkt doordat de transportcapaciteit tussen landen (de interconnectiecapaciteit) beperkt is. Deze schaarse capaciteit wordt geveild zodat deze terecht komt bij degene voor deze het meest aantrekkelijk is. Voor partijen is het rationeel om interconnectiecapaciteit te kopen zolang de prijs lager is dan de interconnectiekosten. Figuur 2.7 geeft de prijs van interconnectie van en naar Nederland gedurende de afgelopen zeven jaar weer. Hieruit blijkt dat interconnectie vanuit Duitsland en België naar Nederland momenteel rond de vijf euro per kWh kost (voor jaarcontracten). Interconnectie vanuit België was de jaren daarvoor goedkoper, terwijl interconnectie vanuit Duitsland vooral voor 2003 aanmerkelijk duurder was. Interconnectie vanuit Nederland naar België en Duitsland is daarentegen erg goedkoop, omdat de vraag naar deze capaciteit zeer gering is (de Nederlandse stroom is immers vanwege de hoge prijs onaantrekkelijk voor buitenlandse afnemers).

Figuur 2.7: Prijs van interconnectie van en naar Nederland



Bron: <http://www.tso-auction.org/>, 27 februari 2006

Dit verschil in vraag naar interconnectiecapaciteit wijst op een sterk prijsverschil tussen Nederland en Duitsland en in 2006 een even groot prijsverschil tussen Nederland en Duitsland

als tussen Nederland en België. Dit prijsverschil is ruim 10 procent van de elektriciteitsprijs voor basislast elektriciteit in Nederland.

2.4 Conclusie

Een eerste stap in dit rapport is het blootleggen van de prijsverschillen die industriële grootverbruikers voor elektriciteit betalen. Dit blijkt niet zo eenvoudig te zijn. Ten eerste blijken de meeste statistische bureaus niet de prijs voor de opwekking van stroom te vergelijken, maar een totaalprijs die uit veel verschillende componenten bestaat die de vergelijking vertroebelen. Het ideaal zou zijn om de prijs per MWh te vergelijken, maar dit is in praktijk niet goed mogelijk door gebrek aan (onafhankelijke) data. Zo onttrekt de OTC handel zich aan de markt, terwijl dit wel een belangrijk deel van de totale vraag betreft. Uit analyses op het transparante deel van de markt, de stroombeurzen, komt een prijsverschil van 9 tot 45 procent naar voren. Overigens geven deze cijfers in onze ogen een onderschatting aan, omdat uit vertrouwelijke gesprekken is gebleken dat grootverbruikers in bijvoorbeeld Duitsland en Frankrijk veel lagere prijzen kunnen bedingen indien zij rechtstreeks met bijvoorbeeld RWE of EDF zaken doen in plaats van langetermijncontracten af te sluiten. Nederlandse grootverbruikers geven aan op dit moment 60 tot 65 euro per MWh te betalen, terwijl hun buitenlandse concurrenten 25 tot 35 euro per MWh betalen.

Een tweede mogelijkheid is om naar de interconnectietarieven te kijken. Als die erg hoog zijn betekent dat dat de prijsverschillen met het buurland groot zijn en dus dat het voor buitenlandse producenten loont om ondanks deze hoge tarieven stroom af te zetten in Nederland. Dat kan alleen als die prijzen in Nederland een stuk hoger liggen dan in het thuisland. Dit heeft te maken met het feit dat er op dit moment nog geen prijsarbitrage mogelijk is op de Noordwest-Europese stroommarkt. Paragraaf 2.3 toont dat dit prijsverschil ruim 10 procent van de elektriciteitsprijs voor basislast elektriciteit in Nederland is.

We concluderen dat de klacht dat Nederlandse industriële grootverbruikers een hogere prijs betalen voor de elektriciteit dan veel van hun concurrenten in omliggende landen ondersteund wordt door de data, waarbij opgemerkt moet worden dat de data niet het gehele door de grootverbruikers genoemde prijsverschil aangeven. In een geliberaliseerde omgeving zijn data echter niet eenvoudig te krijgen. Het vergroten van deze transparantie lijkt wenselijk, echter dit zal niet onbeperkt kunnen omdat in een geliberaliserende informatie over contracten niet publiekelijk gemaakt wordt door bedrijven.

3 Enkele mogelijke verklaringen voor de hoge prijs

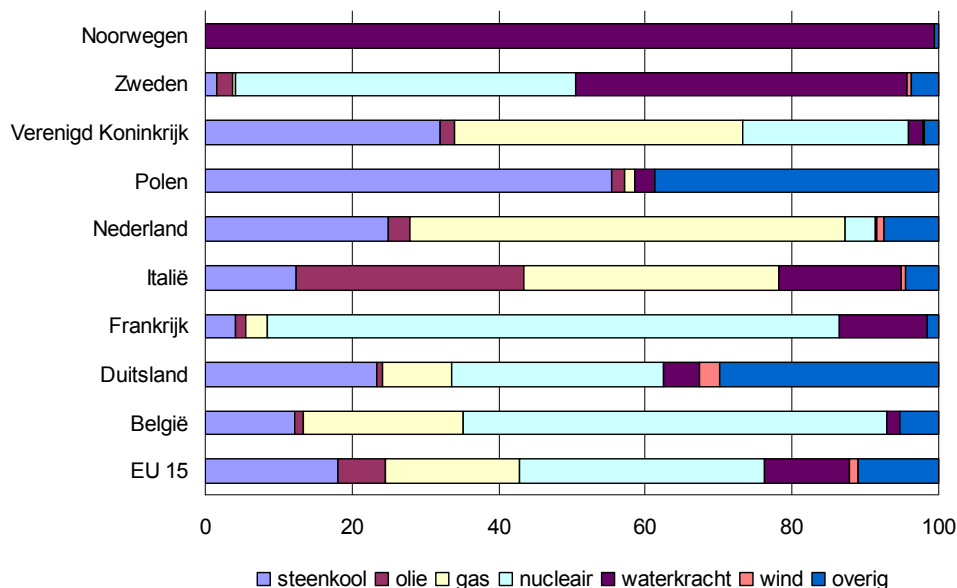
In het vorige hoofdstuk constateerden we dat er objectieveerbare prijsverschillen bestaan op de stroommarkt voor industriële grootverbruikers. In dit hoofdstuk bekijken we kort hoe deze prijsverschillen verklaard kunnen worden. We beschouwen drie mogelijke oorzaken, namelijk:

- verschillen in opwekkingsmix tussen landen (paragraaf 3.1);
- verschillen in de typen generatoren (paragraaf 3.2);
- verschillen in marktwerking en de prikkels tot efficiënt werken, mogelijkheid van overwinsten van energiebedrijven en het doorgeven daarvan aan de afnemers (paragraaf 3.3).

3.1 Verschillen in opwekkingsmix tussen landen

De in Nederland geproduceerde basislast elektriciteit is structureel duurder dan veel buitenlandse, met name de Duitse (vooral van RWE en E.ON) en de Franse (EdF). De strategie van deze leveranciers is om te produceren met grotendeels afgeschreven bruinkool- en kerncentrales. Daar kunnen de overwegend gasgestookte centrales in Nederland niet tegenop (zie o.a. AER (2004), pp. 42-43). Dat komt enerzijds omdat de Nederlandse gasgestookte centrales vrij nieuw zijn. Anderzijds is gas, bij de huidige prijzen, een relatief dure brandstof. Gevolg is een structurele verhoging van de Nederlandse import uit het buitenland sinds het begin van de liberalisering: nu zo'n twintig procent van het verbruik. In geen enkel EU-land ligt dat momenteel hoger. Het zou zelfs nog meer zijn – rond de veertig procent – als de internationale interconnectiecapaciteit voldoende was. De kosten voor uitbreiding hiervan zijn echter hoog. Het is moeilijk om een partij vinden die deze kosten wil dragen en de verwachting is daarom dat het de komende vijf tot tien jaar niet zal gebeuren (zie verder paragraaf 4.1.1).

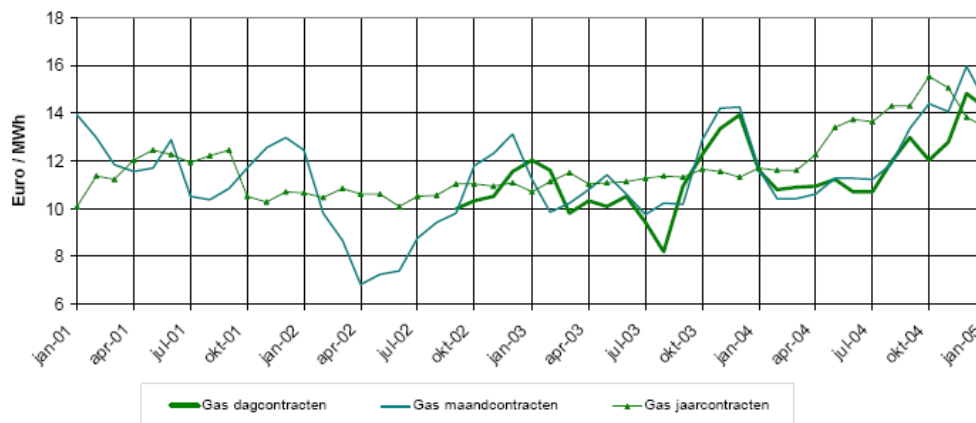
De figuur geeft aan dat Nederland veel gas gebruikt, dat Duitsland veel bruinkool (staat bij overig) en nucleaire energie gebruikt en dat Frankrijk vooral veel nucleaire energie gebruikt. Dit is geen toevalligheid, maar vaak mede het gevolg van bewust overheidsbeleid. Zo geeft de Duitse overheid steun aan de kolenmijnen en stimuleert de Franse overheid de bouw van kerncentrales. De Nederlandse overheid stimuleert (i.t.t. de Duitsers en Fransen niet zo zeer financieel) het gebruik van Slochteren gas (het kleinveldenbeleid) en stimuleerde het gebruik van gas in het algemeen.

Figuur 3.1: Opwekkingsmix van een aantal Europese landen¹

Bron: Eurostat, bewerking SEO.

De recente stijging van de stroomprijzen hangt vooral samen met de stijging van de inputkosten. Omdat gas op dit moment duur is en de Nederlandse stroom meer dan in het buitenland met gas wordt opgewekt, is de Nederlandse stroom relatief meer in prijs gestegen. Om deze reden is het zinvol om de hoogte van de gasprijzen eveneens in kaart te brengen. In Figuur 3.2 zijn de maandelijks gemiddelde gasprijzen voor dag-, maand- en jaarcontracten afgebeeld. In de figuur is te zien dat het prijsniveau van jaarcontracten vanaf januari 2001 tot heden gestegen is. In het oog springend is de knik in het prijsniveau vanaf maart 2004; sindsdien is het prijsniveau voor jaarcontracten sterk gaan toenemen. Uit de figuur kan worden afgeleid dat het prijsniveau van maandcontracten de trend van het prijsniveau van de jaarcontracten met een vertraging volgt, maar dat het prijsniveau van dagcontracten hierbij afwijken.

¹ Deze productiemix verschilt enigszins van die in nadere bronnen (zie bijvoorbeeld Kema, 2005, p. 24 en EnergieNed, 2005, p. 35). De precieze onderverdeling verschilt, echter de conclusie is hier niet gevoelig voor.

Figuur 3.2: Gas dag-, maand-, en jaarcontracten voor basislast uren

De gasprijzen voor dagcontracten zijn vanaf september 2002 beschikbaar.

Bron: DTe, 2005, p. 46

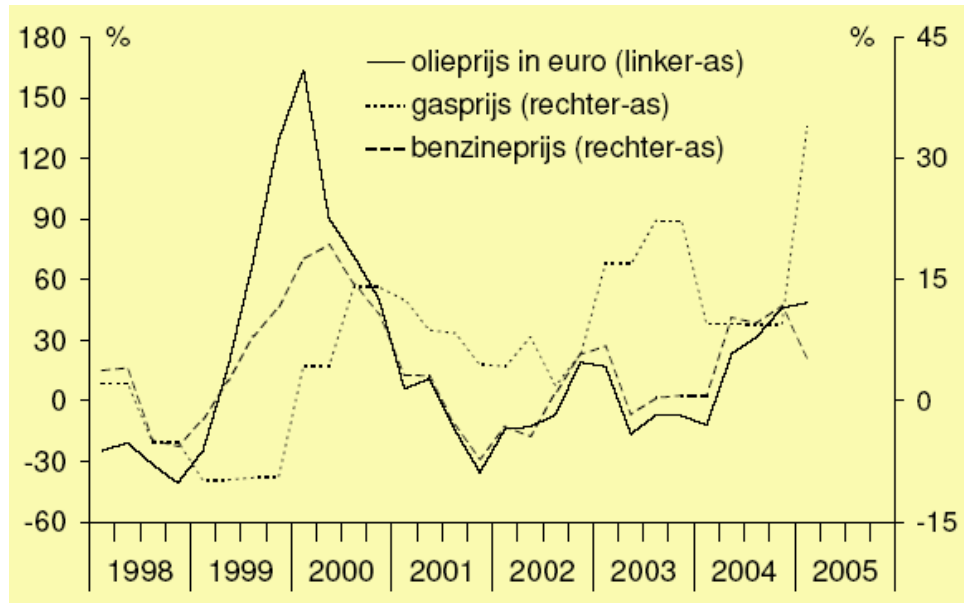
DTe concludeert dat de trend van het prijzniveau voor elektriciteit gedurende de laatste vier jaren met ongeveer gemiddeld 10 procent per jaar zijn toegenomen. Een onderliggende oorzaak hiervan zijn de gasprijzen die eveneens zijn gestegen als gevolg van de stijging van het niveau van de olieprijsen.

Een oorzaak van de toenemende gasprijzen lijkt de koppeling tussen de gasprijs met de aardolieprijs. Deze laatste is met name recentelijk fors gestegen. In de Macro Economische Verkenning voor 2006 (paragraaf 2.4.3) verwacht het CPB dat de olieprijs slechts licht daalt ten opzichte van 2005 en daarmee op een hoog niveau blijft. De ruwe-olieprijs (niveau, Brent, per vat) steeg van 26,5 euro in 2002 naar 42 euro in 2005 en zal naar verwachting in 2006 41½ euro bedragen. De olieprijs is in 2005 opgelopen en bereikte gemiddeld in augustus het recordniveau van 64 dollar per vat (Brent). De huidige hoge prijs voor ruwe olie is veroorzaakt door de forse vraagtoename gedurende de afgelopen jaren bij een relatief beperkte aanbodstijging. Eind augustus veroorzaakte de orkaan Katrina forse beschadigingen aan de raffinaderijen en nam het aanbod tijdelijk nog verder af.

De olieprijs werkt door in de prijzen van gas, omdat de gasprijs gekoppeld is aan de olieprijs. De doorwerking in de prijs van gas heeft een vertraging van ruim een half jaar omdat de meeste leveranciers de prijs maar tweemaal per jaar aanpassen (zie figuur 3.4). Hoewel de gasprijs voor kleinverbruikers sinds 1 juli 2004 niet meer formeel gekoppeld is aan de olieprijs, blijkt de koppeling in de praktijk nog wel te bestaan. Bovendien is er nog wel een koppeling op de grootverbruikersmarkt. Hierbij is wel de kanttekening noodzakelijk dat de gasprijs ook in landen met een goedwerkende gasmarkt de prijs van gas gestegen is. De koppeling is hier dus vermoedelijk het mechanisme dat zorgt voor de hogere prijs terwijl dit in andere landen de markt is. Vervanging van de koppeling door een markt biedt dan niet veel soulaas gezien de gelijksoortige gasprijsstijgingen elders.

Figuur 3.3: Olieprijs Brent (dollar per vat)

Bron: CPB, 2005, p. 59

Figuur 3.4: Prijzen olie, gas en benzine, 1998-2005, mutaties in %

Bron: CPB, 2005, p. 96

3.2 Kosten per centrale

Het verschil in stroomprijzen wordt tevens verklaard door de kosten per type generator (productiecentrale). Door te kijken welke generatoren in een land staan, kan een indruk worden gegeven van de potentiële prijsverschillen. Hieronder geven we de resultaten van een tweetal studies.

De OESO heeft de kosten van 130 bestaande en geplande elektriciteitscentrales met elkaar vergeleken. Volgens het onderzoek kost kernenergie, inclusief opslag van radioactief afval en ontmantelingskosten aan het einde van de levensduur van de centrale, gemiddeld \$ 30-50 per megawattuur (MWh) (3 tot 5 dollarcent per kilowattuur). De kosten van warmtekrachtcentrales bedragen \$ 30-70 per MWh, kolencentrales \$ 35-60, gascentrales \$ 40-63, windenergie \$ 45-140. De bedragen zijn contant gemaakt, waarbij is uitgegaan van een rente van 10 procent. De levensduur van een kerncentrale is conservatief geschat op veertig jaar. De externe kosten van een gascentrale in Nederland worden geschat op euro 10-20 per MWh, van een kolencentrale op euro 30-40, een kerncentrale euro 7. Aan windenergie zijn vrijwel geen externe kosten verbonden. Een extra voordeel van kernenergie is dat de brandstofprijs slechts 10 procent uitmaakt van de totale kostprijs. In een kolencentrale is dit 30 procent, in een gascentrale ruim 70 procent. Dit maakt de kosten van kernenergie het meest voorspelbaar. Daar staat tegenover dat met de bouw van een kernreactor hoge investeringskosten zijn gemoeid.

BP vergeleek de kosten voor het opwekken van elektriciteit voor verschillende basislast centrales. De conclusie is dat als nu zou moeten worden gekozen voor een nieuwe centrale, dit een ‘combined-cycle gas turbine’ (CCGT) centrale ontworpen voor aardgas zou moeten zijn (zie tabel 3.1).

Tabel 3.1: Opwekkingskosten elektriciteit voor een basislast centrale (pence per kWh)

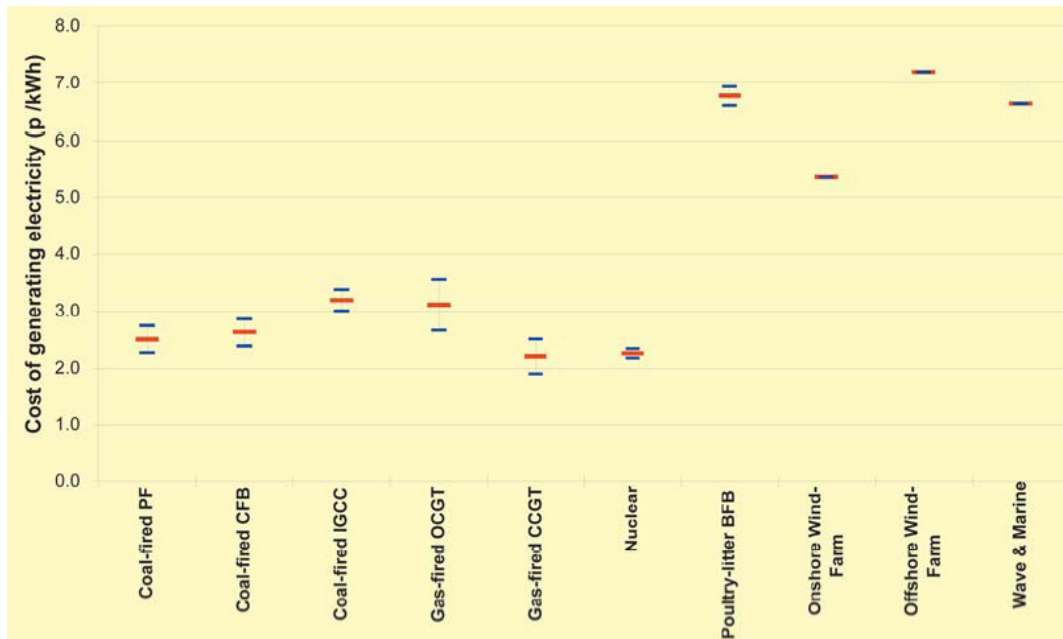
Gas-fired CCGT	2.2
Nuclear fission plant	2.3
Coal-fired pulverised-fuel (PF) steam plant	2.5
Coal-fired circulating fluidized bed (CFB) steam plant	2.6
Coal-fired integrated gasification combined cycle (IGCC)	3.2

Bron: BP (2004, p. 8)

Sinds het verschijnen van deze studie zijn de gasprijzen harder gestegen dan de kolenprijzen. Daarmee zijn de kosten voor efficiënte state of the art gas-centrales hoger komen te liggen dan die voor kolen.

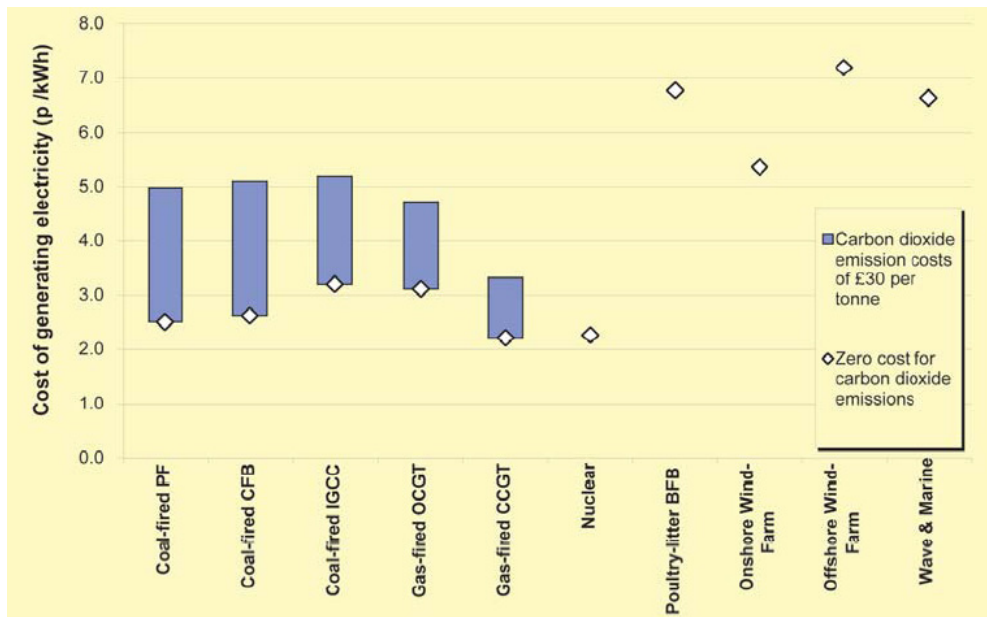
In de BP studie is tevens gekeken wat het effect is van een verhoging met 20 procent van de grondstofkosten op de opwekkingskosten. Hieruit komt duidelijk naar voren dat kerncentrales veel minder gevoelig zijn voor veranderingen in grondstofprijzen dan de gasgestookte CCGT centrale.

Figuur 3.5: Het effect van een 20% verandering van de energieprijis op de opwekkingskosten



Bron: BP (2004, p.10)

Figuur 3.6: Het effect van de CO₂ emissiehandel



Bron: BP 2004 p 10

De volgorde van het goedkoopste tot het duurste type generator wordt ook bepaald door de CO₂ emissierechten. Tijdens deze berekeningen waren er nog onzekerheden over hoe de

emissiehandel eruit zou komen te zien. Daarom heeft BP gewerkt met een bandbreedte van 0-30 euro per ton CO₂. Bij een hoge prijs draait hier de plaats van kolen en gasgestookte basislastcentrales om in de merit order (figuur 3.6).

Dergelijke analyses hebben echter wel nadelen, omdat geen rekening wordt gehouden met de prijsstelling als gevolg van de merit order. We lichten dit toe. Tegenwoordig is er geen sprake meer van een centrale planning van de productie zoals dat vroeger gebeurde op basis van de elektriciteitsplannen voor de middellange termijn en via ‘pooling’ van productievermogen voor de dagelijkse inzet. Er is daarentegen sprake van concurrentie tussen verschillende aanbieders van elektriciteit, die inspelen op vraagfluctuaties. Op die markt wordt de inzet van de centrales feitelijk bepaald door de korte-termijn marginale kosten van elke centrale. Zo ontstaat de zogeheten merit order, de inzetcurve voor verschillende centrales op de fluctuerende elektriciteitsmarkt. De inzet van verschillende opwekkingseenheden volgt de fluctuaties in de vraag. De centrales met hoge marginale kosten (bijvoorbeeld oude gascentrales met een betrekkelijk laag energetisch rendement) worden alleen ingezet bij hoge vraag. De centrales met de relatief lager marginale kosten worden wel basislastcentrales genoemd. Veelal zijn dat kolencentrales en kerncentrales, maar de laatste jaren ook, dankzij de sterk gestegen energetische rendementen, gascentrales. De centrale met de hoogste marginale kosten bepaalt de marktprijs; een producent is immers dief van zijn eigen portemonnee als hij de prijs gelijk aan zijn eigen – lagere – marginale kosten zou aanbieden.¹

3.3 Verschillen in marktwerking

Naast de ingezette brandstofmix en de gekozen wijze van opwekking is voor het kostenniveau ook van belang dat de centrales efficiënt draaien. De prikkel hiervoor moet komen van marktwerking. De gedachte is dat een gebrek aan marktwerking – ceteris paribus – leidt tot hogere prijzen. Opvallend genoeg zijn de stroomprijzen op dit moment relatief hoog in juist die landen die het verst geliberaliseerde energiemarkten hebben (Verenigd Koninkrijk en Nederland). In deze paragraaf laten we zien dat Nederland in vergelijking met andere landen een middenmoter is als het gaat om de concentratie van de markt.

De Europese Commissie heeft bij monde van commissaris Kroes meerdere malen laten weten dat de Europese energiemarkt (nog) niet goed werkt, doordat elektriciteitsbedrijven mogelijk misbruik maken van hun machtspositie en prijsafspraken maken waardoor zij de liberalisering van de markt frustreren.² Een belangrijk probleem blijft het gebrek aan transparantie op de energiemarkt, bijvoorbeeld doordat afnemers niet weten hoeveel productievermogen op een bepaald moment beschikbaar is in de markt (welke centrales staan aan en hoeveel vermogen draaien die?). Daarnaast is sinds de liberalisering de marktdominantie van grote spelers blijven bestaan. De consumenten en grootverbruikers hebben daardoor nog steeds weinig keus en zijn dus te duur uit. Meer keuze voor afnemers kan er alleen komen als nieuwe spelers de nationale markten gaan betreden. Maar dat blijkt in praktijk erg moeilijk, bijvoorbeeld vanwege de beperkte

¹ Als de concurrentie onvoldoende is dan kan de prijs hoger zijn dan de marginale kosten van de centrale die net niet ingeschakeld wordt.

² “Bovendien dreigen de fors gestegen energieprijzen het economisch herstel te belemmeren. Dat heeft mogelijk ook te maken met verboden prijsafspraken”, aldus Kroes in haar toespraak van 16 februari 2006.

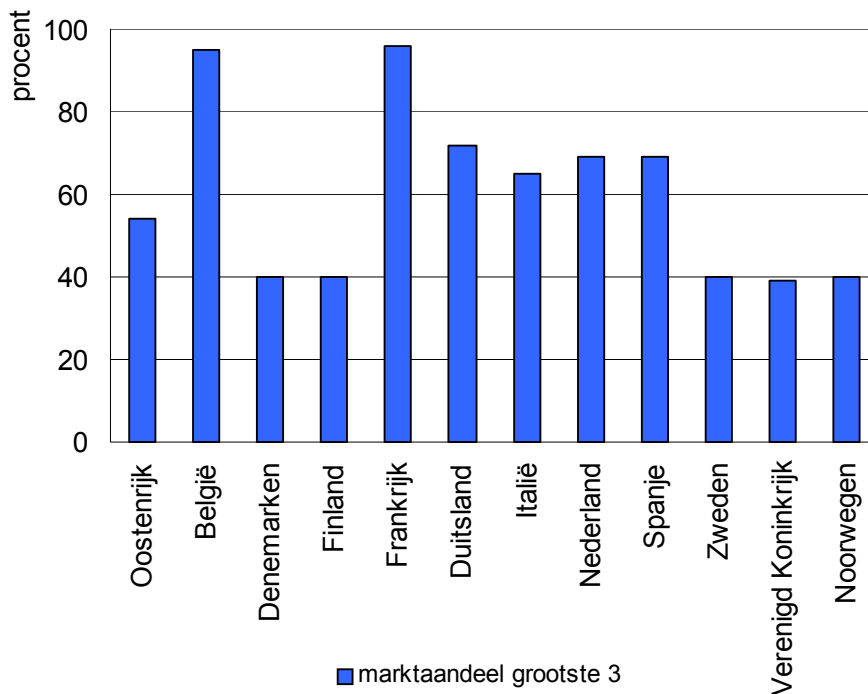
interconnectiecapaciteit tussen landen die ook nog eens voor een lange periode zijn volgeboekt. Volgens Kroes zijn deze lange termijncontracten één van de grootste obstakels voor de ontwikkeling van een vrije energiemarkt.

De mate van liberalisering verschilt erg tussen verschillende EU-landen, er is dan ook nog geen Europees level playing field. Daar waar landen als Frankrijk en Duitsland achteraan lopen in het liberaliseringstempo, loopt Nederland na het Verenigd Koninkrijk vooraan. Na de recente fusiebewegingen op de Europese energiemarkt en de protectionistische reflexen daarop, lijken er ook in Nederland stemmen tegen liberalisering en voor nationaal kampioenenbeleid op te gaan. Een groot deel van de Nederlandse politici pleit voor een nationale deal waarin de Nederlandse overheid net als de Franse overheid voor in ieder geval tien jaar zeggenschap houdt over zowel het netbeheer als de productie en levering (terwijl de levering en productie nu geheel geliberaliseerd zijn). De asymmetrische liberalisering heeft overigens niet alleen gevolgen voor energiebedrijven, maar ook voor afnemers.

Het doel is hier niet om een uitgebreide marktwerkingsdiscussie te voeren, maar om in vogelvlucht na te gaan of dit een verklaring zou kunnen zijn voor de hoge stroomprijzen in Nederland.

Figuur 3.7 geeft de gezamenlijke marktaandeelen van de drie grootste producenten per land weer. Nederland zit in de middenmoot met 65, net als Duitsland. In Frankrijk en België hebben de drie grootste aanbieders een groter marktaandeel.

Figuur 3.7: Marktaandeel van de grootste drie producenten voor een aantal Europese landen



Bron: Europese Commissie (2005b)

We bekijken de mate van concentratie nog iets nader. DTe (2005) heeft voor Nederland uitgerekend hoe groot de Herfindahl-Hirschman Index (HHI) is en deze vergeleken met omliggende landen. De HHI is een maat voor de mededinging, hoe geconcentreerder de markt is hoe waarschijnlijker het is dat de marktwerking afneemt. De HHI geeft de som van de gekwadrateerde marktaandeelen van de aanbieders weer. De HHI kan een waarde aannemen tussen de 0 (in het geval van volledige mededinging) en de 10.000 (in het geval van een monopolie). De DTe heeft twee HHI's: berekend: een statische HHI voor 2004 op basis van het maximaal opgesteld vermogen en een dynamische HHI voor ieder uur in 2004 op basis van de geleverde elektriciteit aan de groothandelsmarkt. Bij de vergelijking van de HHI is echter wel de nodige voorzichtigheid geboden – zoals de DTe zelf ook aangeeft – vanwege data-problemen bij het berekenen van de HHI en vanwege verschillen in marktstructuur. Idealiter zou daarom ook naar andere maatstaven gekeken moeten worden bij het beoordelen van de maat van mededinging. Zo is het mogelijk om te kijken naar de Lerner index (het verschil tussen het prijsniveau en de marginale kosten van een onderneming: prijs-kostenmarge) en/of de bezettingsgraad (hoeveel tijd van de tijd wordt welk deel van de centrales gebruikt). Hiervoor ontbreken echter de data om snel een vergelijking te kunnen maken tussen Nederland en andere Noordwest-Europese landen om prijsverschillen te begrijpen en verklaren.

Tabel 3.2 geeft de HHI voor Nederland en een aantal andere landen weer. De HHI duidt op een geconcentreerde markt als de waarde groter is dan 1800.¹ Uit de tabel blijkt dat de HHI voor Nederland hoog is, en er dus op de groothandelsmarkt sprake is van hoge concentratie die de mededinging bedreigt. Echter, in andere Europese landen is er sprake van een nog hogere concentratie (Frankrijk, België). Hoge concentratie lijkt daardoor geen verklaring te geven voor de hoge prijs in Nederland.

Tabel 3.2: HHI voor een aantal landen

	Jaar	Statisch, op basis van capaciteit	Dynamisch op basis van afzet
Nederland	2004	1837 - 2006	2319
België	2004	7156-7205	
	2003	669-6755 (incl. import)	
Duitsland	2004	1644-2005	
Frankrijk	2004	7930-7994	
Spanje	2004		1681-1816
Verenigd Koninkrijk	2003	900-950	
Verenigde Staten	2004	909-1058	811-1634

Bron: DTe (2005, p. 35)

Een ander aspect van marktwerking is de mate waarin afnemers hun best doen een goede deal te krijgen. Als klanten geen of weinig moeite doen om een lagere prijs te krijgen en als ze niet bereid zijn om van aanbieder te veranderen, dan zijn er voor de aanbieders weinig prikkels om de prijs te verlagen. De Europese Commissie (2005a) geeft informatie over de overstappercentage in de

¹ Zie bijvoorbeeld: European Commission (2001).

verschillende landen voor de volgende afnemers 'large and very large industrial', 'small-medium industrial and business' en 'very small business and household'. Voor Nederland zijn alleen gegevens beschikbaar voor de zeer kleine bedrijven en de huishoudens. Uit cijfers van EnergieNed is wel bekend dat meer dan een derde respectievelijk een kwart van de grootverbruikers, die in Nederland al sinds 2000 vrij zijn, van elektriciteitsleverancier respectievelijk gasleverancier zijn veranderd.

3.4 Conclusie

Op basis van dit hoofdstuk concluderen we dat de belangrijkste oorzaak van de recente stroomprijsverhogingen en de toename in het verschil met de ons omringende landen is gelegen in de gestegen grondstofprijzen (olie en gas). Door het type centrales en de gekozen brandstofmix werken deze grondstofprijzen in Nederland sterker door.

Het verschil in vrije marktwerking speelt wel een rol op de Europese energiemarkt, maar verklaart niet de recente prijsstijgingen. Ook DTe (2005, p. 45 e.v.) stelt dat de constatering van toenemende prijzen niet gerelateerd is aan de mate van efficiëntie van marktwerking.

4 Mogelijke oplossingsrichtingen

De Europese energiemarkt werkt (nog) niet goed. De prijs van energie wordt daardoor niet zozeer bepaald door concurrentie maar door de samenstelling van het productiepark van het betreffende land en de daaraan gelieerde samenstelling van de brandstofmix, de koppeling tussen olie- en gasprijs, en de beperkingen in de handel. De keuze van de brandstofmix wordt in belangrijke mate nog bepaald door het beleid van nationale overheden in het verleden. De oplossing voor het probleem van de hoge stroomprijzen van de energie-intensieve industrie ligt dan ook primair bij het beter laten werken van de energiemarkt en voltooiën van een Noordwest-Europese energiemarkt. In paragraaf 4.1 gaan we in op dergelijke aan marktwerking gelieerde oplossingen. Dat zal op korte termijn echter niet leiden tot een verlaging van de stroomprijzen. Daarom kijken we in paragraaf 4.2 naar overige oplossingsrichtingen die zowel op korte als middellange termijn effect kunnen hebben.

We laten in dit hoofdstuk de oplossingsrichting uitgaande van de gezamenlijke bouw van een goedkope, kolengestookte centrale speciaal voor de energie-intensieve industrie buiten beschouwing, omdat dit alternatief door het consortium al wordt uitgewerkt (zie hoofdstuk 1). In paragraaf 4.3 maken we enkele afsluitende opmerkingen.

4.1 Oplossingsrichtingen door verbeterde marktwerking

Er zijn vijf aan marktwerking gerelateerde oplossingsrichtingen:

- Verbeteren toezicht op vrije marktwerking: strikter toezicht op het ontstaan van marktdominantie (nationale fusies ook Europees laten bekijken) en het onderzoek misbruik van marktmacht en prijsafspraken (op EU niveau);
- Meer (vrije) interconnectiecapaciteit (zie paragraaf 4.1.1);
- Harmonisering regelgeving op EU-niveau (zie paragraaf 4.1.2);
- Vereenvoudigen en verkorten procedures voor de bouw van een nieuwe centrale (minder investeringsdrempels van overheidswege, zie paragraaf 4.1.3);
- Loslaten koppeling olie- en gasprijs (zie paragraaf 4.1.4).

4.1.1 Interconnectiecapaciteit

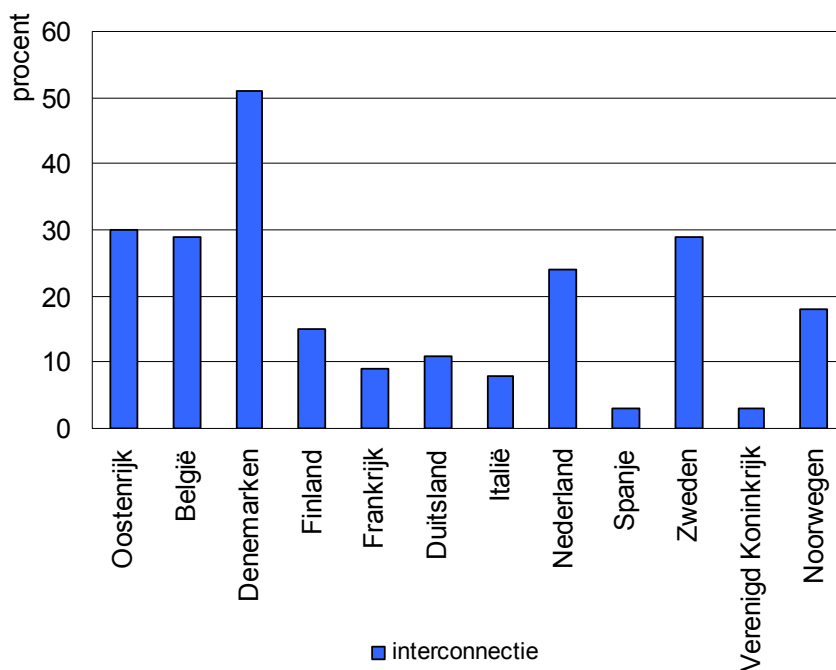
In principe worden de stroomprijzen in een land bepaald door de samenstelling van het productiepark van dat land en de variabele kosten (brandstofkosten, variabele kosten, operatie en onderhoudskosten) van iedere productie-eenheid in dat park.¹ De prijs in de markt wordt, bij effectieve concurrentie op ieder moment bepaald door de marginale kosten van de centrale die het laatste stukje vraag belevt (de marginale centrale in de merit order). Deze centrale krijgt zijn vaste kosten (kapitaalslasten) dan niet vergoed. De centrales met lagere kosten krijgen deze kosten wel (deels) vergoed en maken – voorzover de prijs boven het niveau van totale kosten plus afschrijving stijgt – winst. Omdat de kosten van gas gestookte centrales hoger zijn dan van

¹ Zie: AER (2004, pp. 42-43).

kolen- of kernenergiecentrales zal de prijs in een land als Nederland, waar de marginale centrale een gascentrale is, structureel hoger liggen dan in een land als Duitsland waar de marginale centrale een kolencentrale is. Deze prijsverschillen zijn bij effectieve concurrentie in beide landen dus structureel. Dat is geen probleem als sprake kan zijn van prijsarbitrage: er vindt handel plaats tussen Duitsland en Nederland tot er geen prijsverschil meer over is. Het prijsverschil blijft echter bestaan zolang er congestie aan de grens is – ook al is de beschikbare transportcapaciteit maar een klein beetje lager dan de vraag naar deze capaciteit.

De Europese Commissie stelt dat er op dit moment op Europees niveau te weinig interconnectiecapaciteit is. “Currently the availability of electricity network capacity for cross border transactions is not satisfactory either in terms of new investment or in the way existing capacity is allocated. Lack of co-ordinated network management is damaging the integrity of the internal market and this is clearly limiting the scope for competition and in particular the liquidity of wholesale markets as discussed in previous sections. In particular, at present, the network is not being planned or operated on a European basis or even regional basis in most cases.” (2005b, p. 88). In dat zelfde rapport stelt de Europese Commissie dat Nederland redelijk goed is verbonden aan buurlanden: “The Netherlands is quite well connected with neighbouring countries with a capacity of 3350MW. The construction of a cable 700MW with Norway has been started recently.” (p. 155). Dit blijkt ook uit figuur 4.1. Deze cijfers zijn twee jaar oud, maar door de lange lead tijd bij het bouwen van interconnectiecapaciteit, zijn deze nog steeds relevant.

Figuur 4.1: Interconnectie ten opzichte van vraag voor diverse Europese landen



Bron: European Commission (2004, p. 17).

Het feit dat de Nederlandse stroommarkt op zich ‘redelijk goed’ verbonden is met buurlanden, wil niet zeggen dat deze verbindingscapaciteit groot genoeg is om prijsarbitrage mogelijk te

maken. Daarvoor is meer capaciteit nodig. In het Financieel Dagblad van 24 februari 2006 geeft RWE bestuursvoorzitter Roels aan dat RWE samen met TenneT een hoogspanningslijn naar de Nederlandse grens gaat aanleggen waardoor de importcapaciteit van Nederland met 30 procent toeneemt. Een bijkomend voordeel is dat ook de capaciteit voor het leveren van Duitse stroom aan Frankrijk vergroot wordt, omdat een groot deel van de stroom van Duitsland naar Frankrijk via Nederland en België gaat.

Uit het Capaciteitsplan van TenneT blijkt dat de uitbreiding van de grensoverschrijdende verbindingen met Duitsland geen soelaas biedt. De belangrijkste reden daarvoor is de sterke groei van windenergie in Duitsland, die de stabiliteit van het net parten speelt. In een interview in het Financieel Dagblad van 17 maart jl. zegt TenneT-directeur Kroon dat de windmolens, vanwege technische beperkingen van het Duitse net, een zware belasting opleveren voor de grensoverschrijdende verbindingen met Nederland. “De windenergie vliegt als het ware regelmatig onverwacht de Nederlandse grens over. TeneT, die ervoor moet zorgen dat het stroomnet in ‘balans’ blijft, moet nu al een flink deel van de huidige importcapaciteit reserveren om dit soort onverwachte schommelingen te accommoderen. Die capaciteit kan daardoor niet worden gebruikt door de industrie. Een interconnector erbij bouwen, heeft geen zin zolang de Duitsers niet eerst hebben geïnvesteerd in het versterken van hun eigen netten.” De aanleg van een kabel tussen Nederland en Engeland (de Britned kabel) biedt daarentegen wel extra mogelijkheden (al zijn de prijzen in het Verenigd Koninkrijk nu ook erg hoog).

Het uitbreiden van de interconnectiecapaciteit is geen korte termijn oplossing, in verband met tijd die noodzakelijk is voordat de investeringen in de capaciteit gerealiseerd zijn. Bovendien dienen er, zoals in box 4.1 staat beschreven, nogal wat regelzaken met buurlanden te worden besproken voordat een capaciteitsuitbreiding succesvol kan worden ingezet.

Box 4.1: Problemen bij het vergroten van interconnectiecapaciteit

Met de ingebruikname van twee dwarsregeltransformatoren aanvang 2003 bestond de verwachting dat de importmogelijkheden van het Nederlandse transportnet konden worden verhoogd tot 4700 MW. Het bleek echter, dat de exportmogelijkheden van Duitsland verminderden ten gevolge van het feit dat er grote veranderingen optreden in de load-flow-situatie in Duitsland. Dit werd vooral veroorzaakt door een spectaculaire ontwikkeling van windvermogen in met name Noord-Duitsland. Deze toegenomen productie en transport van windenergie in Duitsland leidden tot het niet structureel kunnen verhogen van de transportcapaciteit voor internationale handelsactiviteiten. Dit heeft zich vooral in het winterseizoen 2004/2005 gemanifesteerd.

De verwachting is, dat dit op korte termijn niet zal wijzigen. Duitsland kent namelijk een stimuleringsbeleid voor windenergie - de duurzame energiewet (EEG) - waarbij Duitse Transmission System Operators verplicht zijn bij voorrang windenergie te transporteren en te dispatchen en dat verhoudingsgewijs te verdelen over alle Duitse TSO's. Momenteel is overleg gaande tussen de TSO's en de betrokken ministeries van Nederland en Duitsland om de transits operationeel te kunnen beperken.

Ook de van tijd tot tijd zeer hoge exportwaarden van Frankrijk en de verdeling van deze transporten, veroorzaken in België zodanige transporten dat de capaciteit vanuit België naar Nederland beperkt moet worden, om deze in België veilig te laten verlopen. Eind november 2005 wordt de transportcapaciteit op de Frans-Belgische grens verhoogd door ingebruikname van enkele netuitbreidingen. Zoals het er nu naar uitziet zal dit een gunstig effect gaan hebben op de importcapaciteit van Nederland. Vanwege deze en andere onvoldoende voorspelbare invloeden is het tot dusver niet mogelijk geweest om de voor marktpartijen beschikbare grensoverschrijdende transportcapaciteit structureel te verhogen boven de tot op heden gehanteerde waarde van 3350 MW. In 2006 zal de uitbreiding van de transportcapaciteit op de Frans-Belgische grens echter bijdragen aan wat ruimere importmogelijkheden voor Nederland.

Bron: TenneT (2005).

Vrije interconnectiecapaciteit

Behalve het bouwen van interconnectiecapaciteit is het voor een betere werking van de Europese energiemarkt ook van belang om bestaande capaciteit vrij te maken en beter te koppelen. Op dit moment importeert Nederland al stroom uit o.m. België en Frankrijk, maar is het voor de Nederlandse industrie feitelijk niet mogelijk om in het buitenland stroom te kopen tegen lokale prijzen. Dat loopt via een veiling van de importcapaciteit. Een koppeling van de markten betekent dat Nederlandse gebruikers rechtstreeks bij Belgische en Franse stroomproducenten (goedkoper) kunnen inkopen. Het realiseren van marktkoppelingen is een kansrijke optie. Het betekent dat de netbeheerders moeten gaan samenwerken. Ook de regelgeving moet op elkaar afgestemd worden. Brinkhorst heeft in oktober 2005 al toegezegd te werken aan een verdere integratie van de hoogspanningsnetten in Noordwest-Europa.

Er lijkt hier al verbetering zichtbaar. TenneT maakte met ingang van 1 september een einde aan een regeling die de grootverbruikers verbood om gebruik te maken van een deel van de importcapaciteit voor stroom uit Duitsland en België. Onder deze voorrangregeling was een groot deel van de importcapaciteit uitsluitend beschikbaar voor stroomproducenten Eon, Essent, Nuon en Electrabel. De regeling is in 1999 ingesteld door voormalig minister van Economische Zaken Annemarie Jorritsma om deze energiebedrijven te compenseren voor onrendabele langetermijncontracten die zij bij de liberalisering van de stroommarkt overnamen van de voormalige Samenwerkende Elektriciteitsproducenten (SEP). De grootverbruikers, verenigd in de VEMW, hebben een lange juridische strijd gevoerd tegen de regeling. Zij gaan ervan uit dat de stroomproducenten in Nederland ervoor zorgen dat aanbod uit het buitenland wordt opgekocht op de veiling. Door gelijktijdig de eigen productie te verminderen als er veel aanbod is, blijft de prijs te hoog. In juni 2005 bepaalde het Europese Hof van Justitie dat de regeling discriminatoir is. De uitspraak van het Hof was aangevraagd door het College van Beroep voor het Bedrijfsleven (CBB). Het CBB zal nu opnieuw uitspraak doen in de zaak. Volgens Hans Grünfeld van VEMW kan de verruiming van de importcapaciteit leiden tot meer concurrentie en daardoor tot lagere prijzen. Dat is gunstig voor de grootverbruikers. EZ kan daarentegen rekenen op schadeclaims, zowel van de grootverbruikers als van de vier energiebedrijven, die geen compensatie meer krijgen voor hun onrendabele contracten. De claims kunnen oplopen tot honderden miljoenen euro's.

Deze uitspraak van het Europese Hof dat de voorkeursrechten van de oud-SEP leden op de interconnectoren met het buitenland niet meer geldig zijn, was voor bijvoorbeeld de Franse toezichthouder CRE ook reden hun regels aan te passen en om sinds begin 2006 de interconnectiecapaciteit aan de hoogste bidder te geven en niet aan bedrijven met lange termijncontracten.

Los van deze verbetering en uitgesproken intenties is er nog veel werk aan de winkel om werkelijk tot een marktkoppeling te komen.

4.1.2 Harmonisering regelgeving op EU-niveau

Om een Europees level playing field te krijgen, is het noodzakelijk dat het institutionele kader waarbinnen energiebedrijven werken gelijk is. Op dit moment is er geen sprake van een gelijk

speelveld, en is verdere harmonisering van regelgeving dus onontbeerlijk. Enkele belangrijke verschillen in de regelgeving met betrekking tot de energiemarkt zijn:

1. Verschillen in milieuwetgeving: de hoogte en systematiek van energiebelasting (die in Denemarken en Nederland veruit het hoogst is, maar de grootverbruikers veel minder raakt dan kleinverbruikers)¹, de aanmoediging dan wel ontmoediging van de productie van kernenergie (wel in Frankrijk, niet in Oostenrijk) of energieproductie met bruin- of steenkolen (wel in Duitsland en Polen), de mate van subsidiëring van duurzame energie en de verdeling van CO₂-emissierechten (zie paragraaf 4.2.4). PvdA-er Ferd Crone merkt in Energie Nederland (21 maart jl., p. 9) op dat “Ik vind het van een onvoorstelbare naïviteit dat de ondernemers niet hebben gezien hoe de energiemarkt zich zou ontwikkelen. Ze blijven maar roepen dat er meer importcapaciteit moet komen, maar dat helpt helemaal niets. Want dan gaan we in Duitsland de gesubsidieerde en zeer milieuonvriendelijke bruinkoolstroom kopen, met als gevolg dat we centrales in Nederland sluiten. Het prijsverschil is een concurrentienadeel voor de Nederlandse industrie, maar de oorzaak ervan ligt in de verschillende milieunormen en niet in de gebrekkige interconnectie. We moeten de reguleringsverschillen aanpakken, niet een koperen plaat aanleggen: dat kost goud geld.”;
2. Verschillen in liberaliseringstempo en daaraan gelieerd het beleid en toezicht ten aanzien van nationale energiemarkten (worden fusies tussen grote spelers wel of niet toegestaan op nationaal niveau?, hoe wordt omgegaan met de dominantie van de grootste spelers?, wordt het energiebedrijf wel of niet volledig gesplitst?, op welke manier wordt met buitenlandse overnames omgegaan?, zijn langetermijncontracten wel of niet toegestaan?, is er sprake van compensaties of ‘staatssteun’ voor nationale spelers?, etc.);
3. Verschillen in ruimtelijk orderingsbeleid. In een volgebouwd en dichtbevolkt land als Nederland gelden strengere ruimtelijke orderingsregels dan elders in de EU. Dat betekent dat er slechts zeer beperkt ruimte beschikbaar is om centrales of windmolenparken te bouwen (Maasvlakte en eventueel Eemsmoed).

4.1.3 Vereenvoudigen en verkorten procedures productie- en transportcapaciteit

In het verlengde van de vorige paragrafen ligt het verkorten en het vereenvoudigen van de procedures voor het bouwen van een centrale, transmissie- of interconnectiecapaciteit. De langdurige en vaak complexe procedures zijn op dit moment een investeringsdrempel voor (buitenlandse) investeerders, die door de overheid is neergelegd en ook door de overheid verlaagd kan worden. Een voorbeeld maakt dit duidelijk.

In het geval van de uitbouw van de interconnectiecapaciteit door het bouwen van de hoogspanningslijn door RWE en TenneT, zou uitgaande van normale procedures bij de Nederlandse en Duitse overheid en Brussel meer dan tien jaar duren. Het is met het oog op de huidige urgente marktwerkingsproblemen van belang dat deze procedure vereenvoudigd en verkort wordt. Brinkhorst geeft in zijn brief aan de Tweede Kamer van 24 februari 2006 aan

¹ De energiebelasting in 2006 is voor gaskleinverbruikers € 0,1507 per m³ (tot 5.000 m³). Dit daalt in vier stappen tot € 0,0077 per m³ bij een verbruik van meer dan 10 miljoen m³. Ook bij elektriciteit betalen kleinverbruikers beduidend meer dan grootverbruikers. De energiebelasting voor de eerste 10.000 kWh is € 0,705 per kWh. Zakelijke grootverbruikers betalen € 0,0005 per kWh voor de kWh's boven de 10 miljoen. Dit laatste komt overeen met een heffing van € 0,50 per MWh.

hiermee bezig te zetten: “Op mijn verzoek analyseren hiertoe bijvoorbeeld de netbeheerders van het hoogspanningsnet in Nederland en in Duitsland de mogelijkheden om op korte en middellange termijn de interconnectiecapaciteit op te voeren. Mijn medewerkers zijn in gesprek met elektriciteitsproducenten en betrokken overheden om te komen tot een snelle vergunningverlening voor een nieuwe centrale.” Hoe dan ook blijft dit een oplossing die pas op de lange termijn effect al hebben.

De vereenvoudiging van de bouw van een centrale maakt ook toetreding van nieuwe spelers eenvoudiger, waardoor de marktwerking verder verbeterd wordt.¹ Dit kan de prijs verder verlagen. Deze toetreding van nieuwe centrales kan verder gestimuleerd worden door meer duidelijkheid te creëren over de toekomstige regelgeving, zowel subsidieregelingen (zoals de MEP), als de milieuvorwaarden waar aan voldaan moet worden (zoals de toekenning van de CO₂ rechten).

Naast het vereenvoudigen van de procedures voor de bouw van een centrale, is het vermoedelijk ook nodig om de bouw van meer hoogspanningsverbindingen binnen Nederland te vergemakkelijken. TenneT heeft aangegeven dat als er nu nieuwe centrales (bijvoorbeeld op de Maasvlakte) gebouwd worden, dat het dan nog drie jaar kan duren voordat deze op het hoogspanningsnet aangesloten kunnen worden. Door de lange procedures bij de aanleg van meer transmissiecapaciteit duurt het langer voordat uitbreiding van capaciteit gerealiseerd wordt.²

4.1.4 Loslaten koppeling olie- en gasprijs

Door velen – waaronder CNV-er Jaap Jongejan en FNV-er Van der Kolk – wordt gesteld dat de koppeling van de gas- aan de olieprijs leidt tot een kunstmatig hoge gasprijs. Bij de huidige hoge olieprijs klopt dat, maar bij lage olieprijs daalt de gasprijs ook sneller dan de olieprijs. De koppelingsformule die in 2004 werd gehanteerd, luidt:

$$P_c = 37,4 / 500 * P - 0,36302 - x$$

waarbij

P_c = commodityprijs gas in het betreffende kwartaal

P = zware stookolieprijs met 2 procent zwavel in het voorafgaande kwartaal, volgens Platts, FOB, incl. heffing, in euro/ton

x = eventuele kortingsfactor

Hieruit blijkt dat de gasprijs sneller stijgt dan de olieprijs (vanwege de negatieve factor - 0,3602), maar ook sneller daalt dan de olieprijs. De vraag is of de gasprijs structureel lager zou liggen als de koppeling zou worden losgelaten. Overigens zit achter de koppeling van de gas- en olieprijs een marktmechanisme: olie en gas zijn ook substituten en daarmee lijken de prijsbewegingen op elkaar. Daarom zijn de prijsformules die Gasunie en andere Europese gasbedrijven hanteren voor hun afnemers gebaseerd op de marktprijzen van olieproducten. De ont koppeling van de gasprijs van olieprijs leidt op dit moment waarschijnlijk niet tot lagere

¹ Merk hierbij wel op dat de Nederlandse markt al relatief open is en er in vergelijking met andere landen reeds veel partijen actief zijn.

² Dit kan tevens de prikkel voor producenten om in nieuwe centrales te investeren verlagen.

gasprijzen, integendeel. In de VS, en in mindere mate in het VK, bestaat wel een zelfstandige markt voor gas. De prijzen daar laten echter eenzelfde ontwikkeling zien als in Europa. De Amerikaanse prijzen liggen zelfs hoger dan de Europese. Ze zijn ook veel volatieler. De echte oorzaak van de hoge gasprijzen is dan ook niet de koppeling met de olieprijs, maar het vraagoverschot.

In het algemeen geldt dat het voor de werking van markten beter is als prijzen vrij kunnen bewegen en niet zijn gekoppeld aan andere prijzen. Vanuit dat perspectief is een ont koppeling aan te raden. Eurocommissaris Kroes heeft 16 februari 2006 aangegeven de langdurige contractuele koppeling van gasprijzen aan de olieprijs tegen licht te zullen houden. Dit kan ook de inkomsten van de Nederlandse staat raken. Kroes is tegen deze koppeling omdat daardoor markten minder goed kunnen werken (de gasprijs kan het werk als schaarste indicator niet goed vervullen door de koppeling).

4.2 Overige oplossingsrichtingen

Er zijn zes overige oplossingsrichtingen:

- Het afstandafhankelijk maken van de transporttarieven: De stroomprijs die een grootverbruiker betaalt, bestaat uit een aantal componenten, waaronder productiekosten, de leveringskosten en de transportkosten. Indien de transporttarieven afstandafhankelijk worden gemaakt, betekent dat een daling van de transporttarieven. Als de grootverbruikers dichtbij een centrale staan (of er vlak bij komen te staan na de bouw van de gewenste nieuwe centrale), betalen ze minder. Dit is een oplossing voor de lange termijn. Overigens kunnen transporttarieven nu ook ‘ontweken’ worden door een eigen WKK installatie te bouwen¹;
- Meer energiebesparing (zie paragraaf 4.2.1);
- Verlagen gasprijs (zie paragraaf 4.2.2);
- Verandering van de ingezette brandstofmix (zie paragraaf 4.2.3);
- Overhevelen emissierechten en/of bekijken verschillen in allocatie (zie paragraaf 4.2.4);
- Staatssteun (ofwel staatssteun verlenen ofwel verschillen in mate waarin staatssteun wordt verleend recht trekken – zie paragraaf 4.2.5).

4.2.1 Energiebesparing en innovatie

Als de energiebesparing toeneemt, daalt de binnenlandse vraag en komt er meer importcapaciteit vrij voor arbitrage met als gevolg dat prijs kan dalen. Het huidige niveau van energiebesparing blijft echter achter bij de verwachte mogelijkheden. Een oplossingsrichting is om serieus werk te maken van energiebesparing en innovatie. Op dit moment verbetert de energie-efficiency jaarlijks met 1,1 procent, hetgeen relatief laag is. Dat ligt niet aan het gebrek aan technische mogelijkheden. Volgens Lucas Reijnders is de industrie niet meer bezig met energiebesparing. In Het Financieel Dagblad van 5 april zei Frits de Groot van ondernemersorganisatie VNO-NCW “niet te verwachten dat het Nederlandse bedrijfsleven massaal besparingsmaatregelen gaat nemen”. Van het elektriciteitsverbruik in de Nederlandse aluminiumproductie kan ongeveer 60

¹ Merk hierbij wel op dat de subsidie voor (bestaande) WKK net vorig jaar is afgeschaft.

procent af, maar er worden geen aanstalten gemaakt om dat ook te doen, aldus Reijnders.¹ Verbetering van de energie-efficiency is de beste manier om je tegen hoge olieprijsen te wapenen. Dat geldt voor de samenleving als geheel en voor de energie-intensieve industrie in het bijzonder.

Behalve energiebesparende innovaties brengt de markt ook andersoortige innovaties voort die grootverbruikers kunnen inzetten bij hun pogingen om de hoge stroomprijzen wat te verlagen. In het Financieele Dagblad van 7 februari 2006 wordt een nieuwe techniek beschreven die is bedacht door twee voormalige elektriciteitshandelaren in de Verenigde Staten. Het gaat om kastjes die de elektromagnetische velden van de hoogspanningslijnen bij de centrale meten zodat kan worden gemeten hoeveel stroom een centrale op een bepaald moment levert aan het net. Die ruwe gegevens worden door een centrale computer, met speciaal ontwikkelde software, omgezet in productiegegevens. Het systeem geeft een inschatting die gemiddeld zo'n tien procent afwijkt van de realiteit. Grootverbruikers van energie zouden dergelijk kastjes kunnen gebruiken om de aanbodkant van de markt bijna op real time-basis te volgen. Omdat de prijsvorming niet één op één samen hangt met de beschikbaarheid van de centrales, is hiermee niet gegarandeerd dat de prijzen altijd lager zullen uitvallen. Soms is er minder vermogen beschikbaar vanwege onderhoud, of beperking CO₂-uitstoot – zaken die niet met marktprijzen te maken hebben.

Een mogelijkheid om de besparingsprikkel te vergroten, ligt een verhoging van het tarief van de energiebelasting per kWh voor de kleinverbruikers (die niet bloot staan aan internationale concurrentie).² Een andere mogelijkheid is het vergroten van de kennis over energiebesparing door het oprichten van bijvoorbeeld een kennisforum. Het zou echter zo kunnen zijn dat het laag hangend fruit al is geplukt, en dat nu meer complexe veranderingen tot de gewenste besparing moeten gaan leiden.

4.2.2 Verlagen gasprijs

Een oplossing die de afgelopen maanden genoemd is, is de verlaging van de gasprijs voor grootverbruikers. De overheid (minister van Economische Zaken of Financiën) heeft echter niet (meer) de mogelijkheid om de elektriciteitsprijs te beïnvloeden (exclusief energiebelasting)³, maar heeft wel invloed op de gasprijs. Een verlaging van de gasprijs is echter weinig zinvol, omdat de voordelen daarvan voor een zeer groot deel over de grens verdwijnen. Bovendien leidt een lage gasprijs niet tot een lagere stroomprijs. We schrijven beide argumenten hieronder uit.

Een verlaging van de gasprijs van het in Nederland gewonnen gas kan nadelige gevolgen voor de Nederlandse welvaart hebben. Er is namelijk sprake van een positief effect, en van een groter negatief effect. Het positieve welvaartseffect is dat door de lagere gasprijs de elektriciteitsprijs zal dalen (al is niet zeker dat dalingen van de gasprijs een op een bij de afnemers van de elektriciteit terecht zullen komen). Het nadelige welvaartseffect is dat de opbrengst voor de staat van de gasverkoop zullen dalen. Dit verlies aan inkomsten zal gecompenseerd moeten worden door bezuinigingen of belastingverhogingen. Dit verlies aan opbrengsten voor de staat is groter dan

¹ In het genoemde krantenartikel maakt prof. Reijnders een vergelijking met installaties elders ter wereld, maar het is onduidelijk waar hij de uitspraak over aluminiumsmelters op baseert.

² Of het ook verstandig is de energiebelasting voor de grootverbruikers (die blootgesteld zijn aan internationale concurrentie op hun afzetmarkt) te verhogen is afhankelijk van welke effect domineert: de lagere energieprijs door de grotere energiebesparing of de hogere energiebelasting.

³ Dat zou ook niet zonder meer gewenst zijn: Het kunstmatig laag houden van energieprijzen betekent dat de signaalfunctie niet meer werkt en dat bijvoorbeeld de investeringsgeneigdheid (sterk) af zal nemen.

het voordeel van de lagere energieprijis, omdat ook het buitenland profiteert van de lagere gasprijis. Het buitenland profiteert van de lagere gasprijis, of een lagere elektriciteitsprijis of van prijsdaling energie-intensieve producten die in Nederland gemaakt zijn. Het zal namelijk niet mogelijk zijn om onderscheid in gasprijis te maken tussen Nederlandse en Europese kopers van gas. Deze discriminatie van afnemers zal binnen Europese kaders erg moeilijk te realiseren zijn. Het verlies voor de staat en daarmee voor de Nederlandse burger is groter dan het voordeel voor de Nederlanders van de lagere prijs. Nederland gaat er daarom per saldo op achteruit als gas onder de wereldmarktprijis wordt verkocht.

Ten tweede geldt dat een verlaging van de gasprijis in de huidige markt waarschijnlijk maar tot een beperkte daling van de elektriciteitsprijis zal leiden. De elektriciteitsprijis wordt bepaald door de merit order van de elektriciteitscentrales. De merit order is de volgorde van de centrales gebaseerd op hun marginale kosten ('de aanbodscurve'). Producenten en de markt zetten de centrales met de laagste marginale kosten als eerste in (zie ook paragraaf 3.2). De centrale met de hoogste marginale kosten die nog wordt ingezet, bepaalt de prijs. Momenteel bepalen de gasgestookte centrales de prijs, omdat deze de hoogste marginale kosten hebben. Een verlaging van de gasprijis verlaagt de marginale kosten van gasgestookte centrales. Hierdoor verschuift de volgorde van centrales in de merit order. Kolengestookte centrales worden prijsbepalend. Het verschil in marginale kosten tussen kolengestookte centrales en gasgestookte centrales is dan de maximale prijsdaling die op kort termijn kan optreden. Een ander effect dat kan optreden, is een daling van de import of zelfs een toename van de export als de prijs in Nederland ligt onder de prijs die elektriciteitsproducenten in Europa op basis van de Europese merit order kunnen krijgen (er treedt prijsarbitrage op). Het prijsverschil tussen Nederland en de omringende landen is dan de maximale prijsdaling. Op lange termijn kunnen producenten meer gasgestookte centrales gaan bouwen, waardoor gasgestookte centrales weer prijsbepalend worden. Een verdere prijsdaling van elektriciteit is dan mogelijk. Echter of deze investeringen echt optreden (en maatschappelijk rendabel zijn) is zeer onzeker: producenten investeren dan onder de aanname dat de Nederlandse staat gas onder de wereldmarktprijis wil blijven verkopen. Deze aanname is met de nodige onzekerheid omgeven wat nadelig is voor de investeringsbereidheid.

Een andere mogelijkheid om de gasprijis te verlagen is door grootverbruikers een korting te geven, omdat hun verbruik van elektriciteit en gas erg constant is, hierdoor vragen ze weinig flexibiliteit, en flexibiliteit is een belangrijk onderdeel van de gasprijis. Het kan zijn dat grootverbruikers dit voordeel van goedkopere input in het productieproces van de elektriciteit in onvoldoende mate krijgen. In dat geval lijkt verlaging van de elektriciteitsprijis voor continue levering. Echter dit roept de vraag op waarom grootverbruikers dit nu al niet krijgen: ze kopen hun stroom nu al voor een heel jaar (waarbij duidelijk is dat ze geen flexibiliteit op de gasmarktnodig hebben). Als ze dit voordeel nu onvoldoende krijgen, werkt de markt onvoldoende. De oplossing is dan vooral zorgen dat de markt gaat werken.

4.2.3 Verandering van de ingezette brandstofmix

De stroomprijzen zijn na de zomer van 2005 sterk gestegen doordat de olieprijsen tot grote hoogte stegen en dit zich via een aan de olieprijs gekoppelde gasprijis vertaalde tot hogere kosten voor elektriciteit in Nederland, waar om historische redenen veel relatief dure gasgestookte centrales staan, terwijl in de omringende landen gebruik wordt gemaakt van goedkope bruinkool- en kernenergie. In Nederland wordt circa 60 procent van de stroom met gas opgewekt. In België

is dat ongeveer 20 procent en in Frankrijk minder dan 5 procent (zie figuur 3.1). Het is gegeven deze brandstoffenmix lastig om op korte termijn de prijzen voor grootverbruikers in Nederland structureel omlaag te brengen. Vanwege de kostenvoordelen per kWh is een oplossing het uitbreiden van de capaciteit met een kernenergiecentrale of een kolenvergasser (zie paragraaf 3.2). Vanwege het feit dat oude centrales eerst moeten worden afgeschreven, is het niet mogelijk om op korte termijn op grote schaal de brandstofmix te veranderen. Dat kan door oude centrales te vervangen en eventueel door nieuwe centrales te bouwen. Uitbreiden in kernenergie is een van de beste mogelijkheden om de prijzen structureel omlaag te sturen, maar het hangt van het politieke klimaat af of dit zal gebeuren. Uitbreiding van de productiecapaciteit zal niet altijd leiden tot lagere prijzen, zeker niet als meerdere partijen een uitbreiding overwegen. Producenten bouwen geen centrales om overcapaciteit te creëren. Als bijvoorbeeld Electrabel besluit er een te bouwen, sluit een concurrent er misschien wel een.

4.2.4 Overhevelen emissierechten en/of bekijken verschillen in allocatie

De recente stijging van de stroomprijzen is zonder meer mede het gevolg van het Europese systeem voor CO₂ emissiehandel. Onder de Europese richtlijn zijn energiebedrijven gebonden aan een maximumuitstoot van het broeikasgas CO₂. Grote industriële bedrijven en elektriciteitsproducenten hebben daarvoor gratis uitstootrechten gekregen. Deze dekken circa 95 procent van hun behoefte op basis van de uitstoot van voorgaande jaren. De rest moeten ze op de markt inkopen. Energieproducenten hebben ontbrekende emissierechten moeten inkopen of kunnen investeren in schonere installaties zodat er minder CO₂ wordt uitgestoten. ECN becijfert in een recente studie, in opdracht van EZ, dat energiebedrijven de waarde van de gratis verkregen rechten voor 30 tot 70 procent doorberekenen in hun prijzen en de rest zelf houden (dit wordt wel windfall profits genoemd).

In een recent persbericht geeft Brinkhorst aan dat er op korte termijn twee opties mogelijk zijn om de windfall profits aan te pakken (21 maart 2006). In de eerste optie krijgen de elektriciteitsbedrijven minder rechten dan alleen op basis van hun historische emissies het geval zou zijn. De hierdoor vrijkomende rechten komen ten goede aan de industriële deelnemers ter gedeeltelijke compensatie van de elektriciteitsprijsverhoging. Via deze optie dalen de windfall profits van de elektriciteitsproductiebedrijven en hoeven de grootverbruikers minder rechten te kopen. In de tweede optie krijgen de elektriciteitsproductiebedrijven ook minder rechten maar wordt ook nog een deel van de vrijkomende rechten verkocht of geveild.

Het is ons niet bekend in welke mate het verschil in stroomprijs tussen landen mede bepaald wordt door verschillen tussen landen in allocatie van CO₂ rechten. Zo kan de mate waarin de industriële grootverbruikers (gratis) beschikking heeft gekregen over deze rechten verschillen. Stel dat het ene land CO₂ rechten toekent aan industriële grootverbruikers en het andere land aan energiebedrijven, dan hebben de industriële afnemers in het laatstgenoemde land een nadeel.

Naast het onderzoeken van de verschillende allocatiemethoden, is een mogelijke oplossingsrichting het (gedeeltelijk) overhevelen van de CO₂ rechten die nu gratis aan de energiebedrijven zijn gegeven aan de grootverbruikers (afnemers). Het is zondermeer zo dat dit voor de grootverbruikers een voordeel oplevert. Vanuit een economische optiek is dit louter een herverdelingskwestie tussen energiebedrijven en grootverbruikers.

4.2.5 Staatssteun

De organisaties van werkgevers (VNO NCW, MKB Nederland, FME-CMW en Metaalunie) en werknemers (CNV en FNV) geven aan dat het ontwikkelen van de oplossingen voor de hoge stroomprijzen tijd kost, te veel tijd voor sommige industriële grootverbruikers. Zij stellen daarom voor om tussentijds compenserende maatregelen te nemen.

Er zijn verschillende manieren om steunmaatregelen te nemen. Per brief (dd. 3 februari) laat FNV-Bondgenoten voorzitter aan de Tweede Kamer weten dat hij veel ziet in een forse investering in de economische structuur van Nederland. “Dit kan zowel een investering zijn in diverse regio’s (zoals Noord-Nederland), bijvoorbeeld uit het Fonds Economische Structuur. Andere mogelijkheden zijn wellicht te vinden in het Waddenfonds en Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP). Wij merken daarbij op dat mevrouw Kroes, verantwoordelijk voor mededinging bij de Europese commissie, heeft aangegeven een eventuele compensatie voor consumenten onder de gegeven omstandigheden verantwoord te vinden.” De heer Gerritsen van de provincie Groningen doet mede namens zijn collegae in vier andere provincies een beroep op minister Brinkhorst om zijn mogelijkheden aan te wenden om aanvullende maatregelen te treffen die er toe leiden dat de betreffende bedrijven wel kunnen beschikken over een met andere Europese landen concurrerende energieprijs. “Voor de financiering wijzen wij naar het FES. Wij achten het noodzakelijk dat waar het Rijk meer middelen ontvangt uit het gas vanwege de gestegen olieprijs ook gekeken wordt naar het ondervangen van de knelpunten in de eigen economie die gepaard gaan met de hogere opbrengst in het FES.” (Brief 3 februari 2006).

Deze steun zou in de vorm van directe steun (een energiesubsidie) kunnen worden gegeven (maar dat zal op de nodige wettelijke hindernissen stuiten, zie hieronder). Een constructie die hier en daar ook op duikt, is de volgende. Uitgangspunt is dezelfde als van het consortium, namelijk de bouw van een kolengestookte centrale (bijvoorbeeld in de Eemsmond). De bouw van deze centrale zou dan ondersteund moeten worden met geld uit het Fonds Economische Structuur (FES), met als argument het gebruik van nieuwe technologie. Volgens sommige ingewijden zou Kroes hebben aangegeven geen bezwaar te hebben tegen een dergelijk constructie. Op korte termijn zou dit indirecte subsidiëring mogelijk maken. Zoals in hoofdstuk 1 al beschreven, zijn de energiebedrijven niet genegen om vóór het moment waarop de centrale in gebruik kan worden genomen (waarschijnlijk 2011), met hun prijsstelling vast te anticiperen op lange termijn contracten met deze nieuwe centrale. Met andere woorden om op korte termijn vast de voordelen van de toekomstige centrale te gelde te maken, is een subsidie nodig die een deel van het verschil overbruggt tussen de huidige Nederlandse marktprijzen en de stroomprijs op basis van bouw van de nieuwe centrale. Zoals in de inleiding beschreven: iedereen dient wat water bij de wijn te doen, zowel de overheid, energiebedrijven en grootverbruikers – anders is een oplossing niet te forceren.

Waar zou het geld voor de steun vandaan moeten komen? Gezien de doelstellingen van het Waddenfonds is het de vraag of de middelen gebruikt kunnen worden voor het compenseren van hoge stroomprijzen van de energie-intensieve industrie.¹ Een andere mogelijkheid die door FNV

¹ Het kabinet heeft naar aanleiding van het advies van de Adviesgroep Waddenzeebeleid (AGW) besloten om in een periode van 20 jaar 800 miljoen euro uit te trekken voor extra investeringen in de Waddenzee en het waddengebied. Hiervan komt 800 miljoen euro uit de FES-pot. Voor deze investeringen wordt een

is geopperd, is de MEP-subsidiepot (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie). De grootverbruikers hebben in totaliter een grote afname en dan kan het al snel om grote bedragen gaan.

Steun uit de FES-gelden ligt het meest voor de hand. Het Fonds Economische Structuurversterking heeft als doel investeringsprojecten te financieren die ten goede komen aan de economische structuur van Nederland. Uit het fonds worden bijdragen verstrekt aan vakdepartementen. Het saldo van het fonds bedroeg eind 2004 meer dan 1,3 miljard euro.¹ De meeste gelden van het Fonds komen uit de additionele inkomsten uit aardgaswinning en verkoop.² Zoals Gerritsen in zijn brief al opmerkt, liggen de FES-gelden het meest voor de hand als financieringsbron voor eventuele steunmaatregelen, omdat een deel van de oorzaken van de hoge stroomprijzen bij de hoge grondstofprijzen (olie- en dus gasprijzen) ligt.

Redenen voor staatssteun

Er zijn twee redenen die – economisch gezien – pleiten voor staatssteun (m.n. subsidies):

1. Omdat de hoge stroomprijzen voor een deel door de brandstofmix worden veroorzaakt en deze energiemix in de opwekking een beleidskeuze is van de Nederlandse overheid, waarvan de gevolgen nu op de energie-intensieve bedrijven wordt afgewenteld, is er reden dat de overheid dit rechtzet.
2. Het feit dat de Noordwest-Europese energiemarkt niet goed werkt, levert een nadeel op voor Nederlandse grootverbruikers. De staatssteun zou dan gericht zijn op het corrigeren van dit marktfalen op de inkoopmarkt van deze energie-intensieve bedrijven. De modernisering van de staatssteunregels die op dit moment wordt doorgevoerd, brengt met zich mee dat steun altijd gekoppeld moet zijn aan het oplossen van een marktfalen (European Commission, 2005c).

Het verbod op staatssteun

Aan staatssteun hangen echter ook belangrijke nadelen. Ten eerste is staatssteun in principe verboden op grond van artikel 87 lid 1 van het EG-Verdrag (zie box 4.2). Indien de steun minder dan 100.000 euro voor een periode van 3 jaar bedraagt, is artikel 87 niet van toepassing (de minimis-steun). Artikel 87 maakt geen onderscheid naar de oorzaken of doeleinden van de bedoelde maatregelen, maar kijkt alleen naar de gevolgen. Daarom is noch het eventuele fiscale karakter noch het eventuele sociale doel van een maatregel voldoende om deze buiten het bereik van artikel 87 te brengen.³ Ook het argument dat de maatregel geen ‘steunmaatregel van de staat’

apart Waddenfonds opgericht dat onder beheer staat van het ministerie van VROM. De investeringen worden in principe verdeeld over de categorieën natuurherstel en -ontwikkeling, vermindering van bedreigingen (bijvoorbeeld ongelukken met scheepvaart en het tegengaan van ‘exoten’ zoals de Japanse oester), duurzame economische ontwikkeling en kennisinfrastructuur. Daarnaast wordt de nadeelcompensatie voor de beëindiging van de kokkelvisserij betaald uit het Waddenfonds.

¹ Zie: Tweede Kamer, vergaderjaar 2004–2005, 30 100 D, nr. 1

² Begin 1992 komt het kabinet met een voorstel tot de instelling van een aardgasbatenfonds. Omdat het Fonds later ook gevuld wordt met andere inkomsten (bijvoorbeeld door gedeeltelijke verkoop van de staatsdeelneming in Koninklijke PTT Nederland) heeft het kabinet in 1993 besloten de naam van het Aardgasbatenfonds te veranderen in Fonds Economische Structuurversterking.

³ Zie: HvJEG 26 september 1996 (Frankrijk v. Cie, C-241/94), Jur. EG 1996 blz. I-4551, r.o. 20.

is, omdat de daaruit voortvloeiende derving van inkomsten wordt gecompenseerd door middelen uit bedragen voor werkloosheidsverzekering, kan niet worden aanvaard.¹

Op het algemene verbod van artikel 87 lid 1 zijn uitzonderingen mogelijk, die zijn opgesomd in lid 2 en 3 (zie box 4.2). In dit geval komen op het eerste gezicht de uitzonderingen genoemd in lid 3 sub a en sub in aanmerking. Artikel 87 lid 3 sub a (werkgelegenheidssteun) geeft de Commissie een discretionaire bevoegdheid, waarvan de uitoefening een afweging van economische en sociale gegevens impliceert, die dient te geschieden in een communautair kader (d.w.z. op de Gemeenschappelijke markt). In dit communautaire verband toetst de Commissie de levensstandaard en de ernstige werkloosheid in een bepaalde streek niet aan het gemiddelde nationale niveau maar aan het niveau in de Gemeenschap.² Verordening 2204 uit 2002 die lid 3 sub a uitwerkt, verbiedt steun aan individuele ondernemingen en maatregelen ter behoud van werkgelegenheid (het gaat op het scheppen van werkgelegenheid).

Box 4.2: Artikel 87 EG-Verdrag 'Verbod steunmaatregelen'

Artikel 87

1. Behoudens de afwijkingen waarin dit Verdrag voorziet, zijn steunmaatregelen van de staten of in welke vorm ook met staatsmiddelen bekostigd, die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen, onverenigbaar met de gemeenschappelijke markt, voorzover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt.

2. Met de gemeenschappelijke markt zijn verenigbaar:

- a) steunmaatregelen van sociale aard aan individuele verbruikers op voorwaarde dat deze toegepast worden zonder onderscheid naar de oorsprong van de producten;
- b) steunmaatregelen tot herstel van de schade veroorzaakt door natuurrampen of andere buitengewone gebeurtenissen;
- c) steunmaatregelen aan de economie van bepaalde streken van de Bondsrepubliek Duitsland die nadeel ondervinden van de deling van Duitsland, voorzover deze steunmaatregelen noodzakelijk zijn om de door deze deling berokkende economische nadelen te compenseren.

3. Als verenigbaar met de gemeenschappelijke markt kunnen worden beschouwd:

- a) steunmaatregelen ter bevordering van de economische ontwikkeling van streken waarin de levensstandaard abnormaal laag is of waar een ernstig gebrek aan werkgelegenheid heerst;
- b) steunmaatregelen om de verwezenlijking van een belangrijk project van gemeenschappelijk Europees belang te bevorderen of een ernstige verstoring in de economie van een lidstaat op te heffen;
- c) steunmaatregelen om de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid of van bepaalde regionale economieën te vergemakkelijken, mits de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt daardoor niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad;
- d) steunmaatregelen om de cultuur en de instandhouding van het culturele erfgoed te bevorderen, wanneer door deze maatregelen de voorwaarden inzake het handelsverkeer en de mededingingsvoorwaarden in de Gemeenschap niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad;
- e) andere soorten van steunmaatregelen aangewezen bij besluit van de Raad, genomen met gekwalificeerde meerderheid van stemmen, op voorstel van de Commissie.

Een voorbeeld van staatssteun die onder artikel 87 lid 3 sub a is goedgekeurd is de steun van de Italiaanse regering voor opleidingskosten van Fiat (38 miljoen euro) om het personeel te trainen. Het argument was dat hierdoor het kennisniveau van werknemers wiens baan na reorganisatie op de tocht kwam te staan, toenam zodat ze zich ook in het veranderende productieproces konden aanpassen. De Europese Commissie staat relatief positief tegenover steun op het gebied van opleidingskosten.

¹ Zie: HvJEG 2 juli 1974 (Italië v. Cie, C-173/73), Jur. EG 1974 blz. 709.

² Zie: HvJEG 17 september 1980 (Philip Morris, 730/79), Jur. 1980, blz. 2671.

De sub c geformuleerde afwijking (regionale steun) is ruimer doordat die niet betrekking heeft op de ontwikkeling van de bepaalde streken zonder dat aan de economische voorwaarden van lid 3 sub a moet zijn voldaan. Deze bepaling verleent de Commissie de bevoegdheid om de lid-staten toe te staan steunmaatregelen te treffen ter bevordering van de economische ontwikkeling van streken die het nationaal gemiddelde niet halen.¹ Verder is van belang dat steun waardoor een onderneming wordt bevrijd van de kosten die zij in het kader van haar gewone bedrijfsvoering of van haar normale werkzaamheden normaliter zelf zou moeten dragen, door de Commissie niet onder artikel 87 lid 3 valt.² Alleen die steunmaatregelen zijn legitiem die gepaard gaan met een herstructureringsplan, gericht op een vermindering en heroriëntatie van hun bedrijvigheid.³

Aanmelden van regionale steun is altijd noodzakelijk. Voor steun aan o.a. de staalindustrie geldt naast regelgeving voor regionale steun ook eigen (sectorspecifieke) regelgeving. Nederlandse decentrale overheden kunnen slechts van de bepalingen van regionale steun gebruikmaken voor zover die de steunmaatregelen voor initiële investeringen (investeringen in vast kapitaal ten behoeve van de oprichting of uitbreiding van een vestiging en dergelijke) toestaan. De regionale steun in Nederland is beperkt tot bepaalde gebieden in Noord-Nederland, Twente, Zuid- en Midden-Limburg, Lelystad en Urk. De maximum steunintensiteit per regio wordt bepaald aan de hand van de Regionale Steunkaart Nederland (2000-2006). Steun voor initiële investering is beperkt tot aankopen (grond, gebouwen, machines) en in beperkte mate tot de kosten van de technologie-overdracht. Daarnaast is het mogelijk om steun voor werkgelegenheids groei te verlenen om de salariskosten van nieuwe arbeidsplaatsen gedurende twee jaar te dekken.⁴

Ondanks deze beren op weg, geeft de jurisprudentie een opening. De zaak uit 1996 van de Belgische overheid tegen de Commissie, die een preferentiële tariefregeling die door Nederland werd toegepast voor aardgasleveranties aan Nederlandse producenten van stikstofhoudende kunstmest had goedgekeurd, kan is dit geval interessant zijn.⁵ Ook in dat geval ging het om het beschermen van grootverbruikers. De Commissie won en de regeling was dus legitiem. De redenering was dat “een preferentieel tarief dat in de context van de betrokken markt objectief gerechtvaardigd is op economische gronden, zoals de noodzaak om de concurrentie van andere energiebronnen op die markt tegen te gaan, is daarentegen geen steunmaatregel.” Een preferentiële tariefregeling voor aardgasleveranties die door een lidstaat ten gunste van industriële grootverbruikers van een bepaalde productiesector wordt toegepast, levert geen staatssteun op voor zover, in de eerste plaats, dit tarief gerechtvaardigd is uit hoofde van de noodzaak om de concurrentie van de invoer uit derde landen tegen te gaan teneinde een bestaande belangrijke klantenkring te behouden, en, in de tweede plaats, de grensprijs die aan een in een andere lid-staat gevestigde distributeur van aardgas wordt toegekend het laatstgenoemde mogelijk maakt, een vergelijkbaar tarief toe te passen ten aanzien van de industriële grootverbruikers die in deze tweede lid-staat tot dezelfde productiesector behoren.

¹ Zie: HvJEG 14 oktober 1987 (Duitsland v. Cie, C-284/84), Jur. EG 1987 blz. 4013.

² Zie : GvEA 8 juni 1995, (Siemens v. Cie, T-459/93), Jur. EG 1995 blz. II-1675, r.o. 47.

³ Zie: HvJEG 14 september 1994 (Cie v. Spanje, gev. zaken C-278-280/92), Jur. 1994, blz. I-4013.

⁴ Bij regionale steun is het belangrijk om cumulatie van steun uit verschillende bronnen nauwlettend te volgen. De plafonds voor de steunintensiteit zijn van toepassing op alle ontvangen steun bij elkaar opgeteld: meerdere regionale steunmaatregelen, zowel de rijks- als provinciale en gemeentelijke steunprojecten.

⁵ Zie: HvJEG 29 februari 1996, (België v. Cie, C-56/93), Jur. EG 1996 blz. I-0733.

Een tweede opening wordt geboden door een recent bericht dat de Italiaanse regering van plan is om toestemming bij de EC te vragen om een speciaal (lager) energietarief voor grootverbruikers in de aluminium, zink en lood producenten in te voeren. De aanvraag betreft in ieder geval de periode tot en met 2010. Ook in Italië zijn de energieprijzen sterk extra gestegen door het relatieve hoge gebruik van gas in de opwekking. De aanvraag volgt op een verlenging van het speciale tarief voor aluminiumsmelters die vorig jaar werd goedgekeurd voor een periode van 5 jaar. Dit is te lezen in het vakblad 'Metal Bulletin' van 13 februari 2006 (p. 11). Indien het klopt dat deze en de aangevraagde steun wordt toegestaan, dan betekent dat dat ook voor de Nederlandse regering de weg openstaat om een soortgelijke aanvraag te doen. Een zoektocht in de archieven van de Europese Commissie levert echter geen bevestiging van dit bericht. Wel vinden we een beslissing van de Europese Commissie die stelt dat de steun die Frankrijk, Italië en Ierland aan hun aluminium producenten gaven door geen accijns op energie te heffen, moet worden terugbetaald (illegaal is): *“The European Commission has decided under the EU state aid rules that for the period up to 30.12.2003, part of the total exemptions from excise duty on mineral oils used as fuel for alumina production granted by France, Ireland and Italy constitutes illegal operating aid liable to distort competition within the EU’s Single Market. The aid has been given without prior Commission approval and would normally therefore be fully repayable. However, given the specificities of the case and in particular the fact that these exemptions had been authorised under EU rules on excise duties by Decisions of the EU’s Council of Ministers based on Commission proposals, the Commission considers that until publication of its decision to launch a formal investigation procedure [...] the beneficiaries might have had grounds to believe that the measures in question did not involve incompatible state aid. Consequently, the Commission has ordered the beneficiaries to repay only that part of the incompatible aid received from 03.02.2002 onwards. The investigation of the exemptions as from 1st January 2004 remains open.”*¹

Economische nadelen van subsidies

In het algemeen geldt dat er een aantal belangrijke nadelen zijn verbonden aan subsidies. Ten eerste leiden dergelijke inputprijs subsidies tot inefficiënties, doordat de allocatieve efficiëntie afneemt. Er worden namelijk meer middelen aan een bepaalde bedrijfstak toegewezen dan afnemers bereid zijn uit te geven voor de producten van de gesubsidieerde bedrijven. Ten tweede zijn er herverdelingseffecten van kleine naar grote bedrijven en van burgers naar bedrijven. Het MKB heeft het ook moeilijk en klaagt ook over hoge stroomprijzen (bijvoorbeeld de tuin- en landbouw). Ook de koopkracht van de burgers gaat gebukt onder de hoge energierekeningen en ook daar wordt gedacht over compensaties. Een derde economisch nadeel van subsidies is dat deze moeten worden betaald door collectieve heffingen (belastinggeld). De beoogde voordelen van de subsidie moeten worden afgewogen tegen de nadelen van een toename van de collectieve lasten (i.c., de versturende kosten van belastingheffing).² Het gaat hierbij om allerlei soorten belastingheffing, van inkomstenbelasting tot BTW. In box 4.3 wordt de versturende werking van belastingen nader toegelicht.

¹ Zie: <http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/1542&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

² Bij een gegeven norm voor de collectieve lastendruk gaan subsidies ten koste van andere collectieve uitgaven. De beoogde voordelen van de subsidie moeten dan worden afgewogen tegen de voordelen van deze andere collectieve uitgaven.

Box 4.3 De kosten van belastingheffing

De overheid maakt kosten om een sector te reguleren of te stimuleren, maar verhaalt deze kosten op alle sectoren van de economie. Hierdoor is het product van de gereguleerde of gestimuleerde sector goedkoper dan wat het kost, en zijn de producten van de belaste sectoren 'te duur' (d.w.z. prijs hoger dan de marginale kosten). Hierdoor maken mensen andere keuzes dan wanneer de prijs van alle sectoren gelijk zou zijn aan de kosten. Dit is het versturende effect van belastingen.

Belastingheffing kan drie versturende gevolgen hebben. Ten eerste kunnen consumenten minder goederen kopen, waardoor het nut daalt. Ten tweede zijn goederen en diensten duurder voor de gebruiker dan voor de producent. Mensen en bedrijven maken hierdoor andere keuzes over hoeveel en welke goederen en diensten worden aangeschaft. Ten derde wordt de keuze tussen werk en vrije tijd beïnvloed. In beginsel wordt werken minder aantrekkelijk, maar als het inkomen van mensen wordt verlaagd, kan dit mensen tegelijk prikkelen om meer te gaan werken. Door deze veranderende keuzes van mensen komt allocatieve efficiëntie niet meer tot stand en is er een welvaartsverlies. Dit welvaartsverlies vormt additionele kosten van belastingheffing. De kosten van een extra eenheid overheidsmiddelen zijn dan groter dan 1. Daarnaast gaat het innen van belasting gepaard met uitvoeringskosten en administratieve lasten.

Als een sector middels private R&D uitgaven zelf alle kosten draagt die nodig zijn voor innovaties, dan hoeft de overheid de andere sectoren niet te belasten. De prijs van alle producten reflecteert dan zo goed mogelijk de (marginale) kosten en allocatieve efficiëntie komt nu wel tot stand. Dit dus ongeacht welk percentage van de brancheomzet bestaat uit R&D kosten. Dus als de overheid R&D financieel stimuleert, treedt er wel een verstoring op, terwijl als de sector dit zelf doet er geen verstoring is.

Bron: De Nooij en Koopmans (2004).

Politieke lobby

Het feit dat in andere landen oneerlijke praktijken plaatshebben, wil niet zeggen dat die ook in Nederland zijn toegestaan. Daarom is het belangrijk om met een actieve politieke lobby de misstanden en ongelijkheden tussen landen aan de kaak te stellen in Brussel. In zijn brief van 24 februari jl. schrijft Brinkhorst dat hij dit in werking heeft gesteld: "Ook is er nauw contact met de Europese Commissie om de arrangementen in andere landen nader te onderzoeken." Daarnaast is het ook van belang dat de marktpartijen zelf bijvoorbeeld de steun aan de Duitse steenkoolmijnen en de Franse steun aan kernenergie in Brussel op de agenda zetten. Een andere mogelijkheid is het voorleggen van de zaak door de energie-intensieve bedrijven aan het Crash Team Oneerlijke Concurrentie. Dit meldpunt bestaat sinds 1 juni 2005, maar heeft tot op heden nog geen dossier op bevredigende manier afgerond.

4.3 Afsluitende opmerkingen

Ook industriële grootverbruikers in Duitsland en Frankrijk klagen steen en been over te hoge stroomprijzen en ook Duitse en Franse dreigen bedrijven naar het buitenland te verplaatsen en/of te sluiten. Zo dreigt in Frankrijk aluminiumproducent Alcan met sluiting van vestigingen als er geen goedkopere stroom komt. De heer Claes, president van de International Federation of Industrial Energy Consumers (IFIEC), spreekt in het Financieele Dagblad van 23 januari jl. van "een bijzonder gevaarlijke situatie. De bedrijven overleven nu doordat de commodityprijzen toevallig hoog zijn. Als die dalen, zal er snel een aantal fabriekssluitingen volgen."

Ook de spelers op de Britse markt klagen over hoge stroomprijzen. In Engeland zijn al flinke delen van de chemiesector verdwenen. Het prijspeil van elektriciteit (en gas) is op de Britse

energiemarkt het afgelopen jaar zelfs harder gestegen dan op het continent. De energie-intensieve industrie kampt zelfs met verdubbelde energiekosten. Volgens de branchevereniging voor de chemische industrie liggen de energiekosten voor de Britse chemie 50 procent boven die voor de continentale concurrentie. In het jaarverslag van Energywatch, de onafhankelijke energie ‘watchdog’ die in 2000 is ingesteld door het Britse parlement, staat op p. 7 te lezen dat: *“The UK plastics industry, which employs 200,000 people and provides around £4.5 billion of exports every year, has seen its gas bills go up by around 30-35% and its electricity bills by 30-40%. The glass manufacturing industry, which directly employs 7000 people in the UK, has seen its gas bills increase by an average of 55%, putting a 20% energy cost premium on the UK glass industry compared to its European competitors. UK companies making construction products have seen their energy bills rise by such an amount that they are paying 40% more for their energy than their competitors in France and Germany and the price of cement has gone up 15%. The UK paper industry, which employs 15800 people, is paying 35% more for its gas than its continental competitors.”*

Naast het hier geanalyseerde probleem van de hoge stroomprijzen zijn er nog een aantal andere mogelijke oorzaken van de huidige problemen van de industriële grootverbruikers. Andere oorzaken zijn bijvoorbeeld hoge loonkosten, hoge kosten door strikte milieuwetgeving, overcapaciteit door afnemende vraag naar Europese producten.¹ Volgens sommigen, zoals de heer Gerritsen van de Provincie Groningen (zie brief 3 februari 2006), gaat het alleen om te hoge stroomprijzen: “Wij vinden het niet aanvaardbaar dat door imperfecte marktwerking een belangrijk deel van onze industrie teloor gaat. Industrie, die los van de energieproblematiek goed kan concurreren.” Anderen zijn sceptischer en denken dat Nederland een achterhoede gevecht voert door de hoge stroomprijzen aan te pakken (FD, 28 februari 2006). Hoort deze tak van energie-intensieve industrie niet thuis in landen waar de energieprijzen lager zijn (i.e., er minder schaarste is). Energie-intensieve bedrijven verdwijnen daarom wel naar regio’s met lagere energieprijzen, zoals het Midden-Oosten. De Groningse econoom Brakman: “Het doet enigszins denken aan de jaren zestig en zeventig toen de textielindustrie uit Twente en de mijnbouw uit Limburg verdween naar lagelonenlanden. Dat is heel naar voor de mensen die daardoor werkloos worden, maar het is onvermijdelijk, het is een kwestie van comparatieve kostenverschillen.” Hoe dan ook is het verstandig om uit te rekenen hoeveel de subsidie per arbeidsplaats is en of het niet goedkoper is om een uitkering/herscholing te verschaffen. Een deel van de ontslagen werknemers kan na eventuele herscholing elders op de arbeidsmarkt aan de slag; een deel zal wellicht enige tijd werkloos blijven.

Een relativerende opmerking zou kunnen zijn dat dat Nederlandse bedrijven moeten wennen aan de nieuwe geliberaliseerde omgeving (zie box 4.4 voor een voorbeeld). We zitten met andere woorden in een transitieproces. De meeste bedrijven leunden tot voor kort op gunstige langetermijncontracten die in de jaren negentig met overheidssteun werden afgesloten. De overheidssteun was mogelijk op grond van artikel 32 van de toenmalige Elektriciteitswet. Daarin werd bepaald dat ‘bijzondere grootverbruikers’ recht hadden op een prijs die ‘soortgelijke verbruikers in omliggende landen’ moesten betalen. Grootverbruikers konden daardoor jarenlang stroom betrekken tegen tarieven die waren gebaseerd op de prijzen van goedkope Duitse bruinkoolcentrales. De invoering van een nieuwe Elektriciteitswet in 1998 maakte aan deze vorm

¹ De toekenning van steun die de productiecapaciteit verhoogt in een sector die reeds met een ernstige overproductie heeft te kampen, is in strijd met artikel 87 lid 3. Zie: HvJEG 24 februari 1987 (Deufil, 310/85), Jur. 1987, blz. 901. Of: Regionale steun mag niet sectorale overcapaciteit op communautair niveau leiden, zie: HvJEG 14 januari 1997 (Spanje v. Cie, C-169/95), Jur. 1997, blz. I-135.

van staatssteun een einde. De stroomproducenten werden bovendien geprivatiseerd. Grootverbruikers kopen nu in op een vrije markt.

Box 4.4: Aldel in een geliberaliseerde omgeving

Aldel is een beetje een rare eend in de bijt tussen de negen energie-intensieve bedrijven in het consortium. Corus-dochter Aldel werd door ingrijpen van minister van Economische Zaken Hans Wijers overeind gehouden. In 1996 dwong Wijers de elektriciteitsproducenten, die nog in staatshanden waren, een tienjarig stroomcontract af te sluiten met Aldel tegen een gunstig tarief. Voor Aldel, dat al vanaf zijn oprichting in 1966 had geprofiteerd van gesubsidieerde elektriciteit, was het reddingsplan van 1996 slechts tijdelijk. Wijers kondigde destijds al aan dat met de toenmalige moeder Hoogovens was afgesproken dat de aluminiumsmelterij eind 2005 dicht zou gaan. Uiteindelijk heeft Corus de voorgenomen sluiting van Aldel teruggedraaid. De reden is dat het bedrijf voor zijn aluminium niet te zeer afhankelijk wilde worden van derden, zegt een bron bij Corus.

In ruil voor het gunstige stroomcontract beloofde Hoogovens wel om samen met de provincie Groningen en de gemeente Delfzijl op zoek te gaan naar vervangende werkgelegenheid. In 1996 startte daarom het Antheus-project, een samenwerkingsverband tussen overheden en bedrijfsleven dat als taak had om vervangende werkgelegenheid te creëren in de regio Delfzijl als compensatie voor de destijds voorgenomen sluiting van Aldel. In januari 2006 bleek dat het project de afgelopen tien jaar nagenoeg geen banen heeft opgeleverd en dat nu Aldel nodig is om de werkgelegenheid op peil te houden.

Bron: Beckman en Engelenburg (23 januari 2006), Financieele Dagblad (24 januari 2006), Engelenburg (24 januari 2006)

Het is wel van belang te bedenken dat, indien in het transitieproces naar een vrije Noordwest-Europese energiemarkt op korte termijn industriële bedrijven omvallen of vertrekken, dit een onomkeerbaar proces is: bedrijven die vertrekken of failliet gaan, komen niet snel weer terug. De overheid dient in haar afweging dus ook rekening te houden met deze industriepolitieke overwegingen en de betekenis daarvan voor Neerland. Dit is relevant omdat Nederland een aantal comparatieve voordelen heeft voor de energie-intensieve industrie (denk aan de goede transportinfrastructuur), waardoor op termijn de aanwezigheid energie-intensieve industrie in Nederland aantrekkelijk is. Afhankelijk van deze afweging kan steun tijdens deze overgangperiode aantrekkelijk zijn om permanente effecten te voorkomen.

Een mogelijk probleem bij de oplossing van de problematiek van de hoge prijzen is dat de overheid een aantal rollen heeft: namelijk die van regulator (zowel de wetgevende taak, als de controlerende taak), die van financier in geval van staatssteun en de rol van eigenaar (via de lagere overheden)¹ en die van inner van belastingen en aardgasbaten. Door deze verschillende rollen zou de overheid een oplossing in de weg kunnen staan of zou het vinden van een oplossing meer tijd in beslag nemen dan wenselijk is.

¹ Over het algemeen zal het eigendom van de lagere overheden beleid door de rijksoverheid niet erg beïnvloeden (zie bijv. de splitsingsdiscussie).

Referenties

Aalbers, R., D. Bressers, E. Dijkgraaf, P. Hoogendoorn en S. de Klerk (1999), Tariefsysteem met de verkeerde prikkels, in: *ESB*, 84(4196), p. 232 e.v..

Algemene Energieraad (2004), *Behoedzaam stroomopwaarts*, Den Haag: AER.

ANP (9 september 2005), *Brinkhorst helpt industrie met stroomprijs*.

BP (2004), *The Cost of Generating Electricity. A study carried out by BP Power for The Royal Academy of Engineering*, London.

Directie Toezicht Energie (2005), *Marktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmarkt voor elektriciteit 2004 – 2005, Resultaten en aanbevelingen*, Den Haag.

DTI (2005), *Quarterly Energy Prices*, www.dti.gov.uk/energy.

CPB (2005), *Macro Economische Verkenningen 2006*, september, Den Haag.

EnergieNed (2005), *Energie in Nederland 2005*, Arnhem.

Energyvalley (www.energyvalley.nl) (december 2005), Bedrijven en Delfzijl teleurgesteld in Brinkhorst.

Energywatch (2005), *Annual Report and Accounts 2004 – 2005*, London.

Europees Parlement (1996), Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit; *Publicatieblad* Nr. L 027 van 30/01/1997 blz. 0020 – 0029.

European Commission (2004), *DG TREN DRAFT WORKING PAPER, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Brussels, 01.03.2004.

Europese Commissie (2005a), *Communication from the commission to the council and the European Parliament, Report on progress in creating the internal gas and electricity market*, Brussels, 15.11.2005, COM(2005) 568 final, SEC(2005) 1448.

Europese Commissie (2005b), *Commission staff working document, Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament*, SEC(2005) XXXX, Brussel.

European Commission (2005c), *State Aid Action Plan - Less and better targeted state aid: a roadmap for state aid reform 2005 – 2009*, Consultation document, Brussel.

Europese Commissie (2004), Verordening (EG) Nr. 2204/2002 van de Commissie van 12 december 2002 betreffende de toepassing van de artikelen 87 en 88 van het EG-Verdrag op werkgelegenheidssteun, Pb EG L 337/3-14.

European Commission (2001), *Commission Notice, Guidelines on the applicability of Article 81 of the EC Treaty to horizontal cooperation agreements*, OJ [2001] C3/02, published 6/1/2001.

Europese Commissie (1998), Richtsnoeren inzake Regionale Steunmaatregelen (98/C 74/06) (Voor de EER relevante tekst), Pb EG C 74/9-31.

FME (5 januari 2005), *Reactie FME op Miljoenennota 2006* (www.fme.nl).

GvEA 8 juni 1995, (Siemens v. Cie, T-459/93), Jur. EG 1995 blz. II-1675.

Gerritsen, J.C. (3 februari 2003), *Brief aan de heer Brinkborst*, Groningen.

Gerritsen, Hans (27 oktober 2005), *Om het behoud van de industrie Delfzijl*, PvdA Groningen.

Hendriks, Peter (9 november 2005), Dure stroom nekt Crown, *FEMblog* (www.femblog.nl).

Hulst, van Noë (20 december 2005), Indianenverhalen, in: *Energie Nederland*, p. 9.

HvJEG 14 januari 1997 (Spanje v. Cie, C-169/95), Jur. 1997, blz. I-135.

HvJEG 29 februari 1996, (België v. Cie, C-56/93), Jur. EG 1996 blz. I-0733.

HvJEG 26 september 1996 (Frankrijk v. Cie, C-241/94), Jur. EG 1996 blz. I-4551

HvJEG 14 september 1994 (Cie v. Spanje, gev. zaken C-278-280/92), Jur. 1994, blz. I-4013.

HvJEG 14 oktober 1987 (Duitsland v. Cie, C-284/84), Jur. EG 1987 blz. 4013.

HvJEG 24 februari 1987 (Deufil, 310/85), Jur. 1987, blz. 901.

HvJEG 17 september 1980 (Philip Morris, 730/79), Jur. 1980, blz. 2671.

HvJEG 2 juli 1974 (Italië v. Cie, C-173/73), Jur. EG 1974 blz. 709

IEA - International Energy Agency (2005), *Energy prices and taxes, quarterly statistics*, Parijs.

Intermediair.nl (9 november 2005), *'Hoge stroomprijs bedreigt duizenden banen'*.

Jongejan, Jaap (7 november 2005), *Manifestatie tegen te hoge energieprijzen en concurrentienadeel*, CNV Bedrijvenbond.

Kolk, van der H.T. (3 februari 2006), *Brief aan de leden van de Vaste Kamercommissie Economische Zaken – ‘Energieprijs en werkgelegenheid’*, kenmerk: 200/HvdK/ye/10.71, Utrecht.

Krom, de Paul (28 september 2005), *VVD in energiedebat: Nederland draait om de hete brei heen* (debat Brinkhorst met vaste kamercommissie).

Kutterink, Jeffrey (20 oktober 2005), *Stroomprijs kan niet zomaar lager*, in: *BN/De Stem*.

KEMA Consulting GmbH (2005), *Review of European Electricity Prices, On behalf of Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC*, Bonn, Germany.

Ministerie van EZ (24 februari 2006), *Voortgang energie-intensieve industrie*, Brief aan de Tweede Kamer, kenmerk: dget/ed/6013815.

Nooij, M. de & C. Koopmans (2004), *The welfare cost of taxation: the missing cost in cost benefit analysis? A critical note*, SEO discussion paper no. 27, Amsterdam.

Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation And Development (2005), *Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update*.

Provincie Groningen (6 februari 2006), *GS en PS praten in Den Haag over problemen energie-intensieve industrie*, Uitnodiging aan de pers, Afdeling Communicatie en Kabinet.

TenneT (2005), *Transportmogelijkheden 2006, Onderwerp Vernachte veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteit in het jaar 2006 in Nederland*, 11 november.

Redactie van www.utilities.nl (28 oktober 2005), *Actie bedrijfsleven Delfzijl tegen hoge energieprijs*.

Vos, de Ad (december 2005), Brief aan werknemers Aldel te Delfzijl (www.fnvbondgenoten.nl).

Vos, de Ad (januari 2005), Brief aan werknemers Aldel te Delfzijl (www.fnvbondgenoten.nl).

In het FD (op datum):

Beckman, Karel (17-03-2006), *Voorlopig geen einde aan krapte stroommarkt*, in: *Het Financieele Dagblad*.

Beckman, Karel (28-02-2006), *CDA en PvdA streven naar nationale energiedeal*, in: *Het Financieele Dagblad*.

Schlaghecke, Hans (28-02-2006), *Europa levert achterhoedegevecht*, in: *Het Financieele Dagblad*.

Beckman, Karel (28-02-2006), *Toekomst energiesector in geding – Frans nationalisme kan leiden tot herijking Nederlands energiebeleid*, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (24-02-2006), *RWE: Nederland kan meer stroominkopen*.

Het Financieele Dagblad (17-02-2006), Kroes onderzoekt prijsafspraken energiebedrijven.

Beckman, Karel (07-02-2006), Kastje verklaart hoeveel stroom centrales leveren, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (01-02-2006), Verlaag snel energiebelasting – Oproep van werkgevers in kader van industriebeleid.

Beckman, Karel en Roy op het Veld (24-01-2006), Goedkope energie, in: *Het Financieele Dagblad*.

Engelenburg, Henk (23-01-2006), Geen vangnet voor het noorden, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (24-01-2006), Weinig werk in Gronings plan – Commissie faalt in creëren banen bij wegvallen Aldel.

Beckman, Karel en Roy op het Veld (23-01-2006), Fiasco dreigt voor stroomcompact industrie – Onderhandelingen met energieproducenten muurvast, in: *Het Financieele Dagblad*.

Beckman, Karel en Henk Engelenburg (23-01-2006), Industrie in gevaar door dure energie - Bedrijven overleven nu uitsluitend doordat de commodityprijzen toevallig hoog zijn, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (05-12-2005), Extreem hoge stroomprijzen in West-Europa - Markten steeds meer verknoopt.

Strop, Jan-Hein (1-10-2005), Oud-ceo Corus op hoogspanning, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (14-10-2005), Van Duyne moet zorgen voor lagere stroomprijs.

Op Het Veld, Roy (11-10-2005), 'Eigenlijk geen oplossing voor hoge prijs', in: *Het Financieele Dagblad*.

Beckman, Karel en Roy Op Het Veld (10-10-2005), Oplossing voor energieslurpers nog ver weg - Regering probeert energie-intensieve industrie aan langetermijnstroomcontract te helpen, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (8-10-2005), Industrie gaat gezamenlijk stroom kopen - Lagere prijzen doel consortium.

Het Financieele Dagblad (28-9-2005), Goedkoper gas in maak voor stroomvreter in industrie.

Het Financieele Dagblad (23-9-2005), Methanolfabriek Delfzijl dicht - PvdA vraagt spoeddebat over energieprijzen industrie.

Het Financieele Dagblad (9-9-2005), VNO en EZ studeren op goedkopere stroom.

Reijnders, Lucas (7-9-2005), Energie-efficiency is beste middel tegen dure olie, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (31-8-2005), Chemiebedrijf Kollo luidt noodklok over stroomprijzen.

Beckman, Karel (14-7-2005), Aardgas- en kolencentrales blijken vrijwel altijd duurder, in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (11-7-2005), Energie-intensieve industrie krijgt hulp EZ.

Beckman, Karel (4-12-2004), Nederland komt met 'afschakelcontract', in: *Het Financieele Dagblad*.

Het Financieele Dagblad (1-3-2004), Nederlandse industrie betaalt meer voor stroom.

Het Financieele Dagblad (2-12-2003), Regering doet niets aan de hoge stroomprijzen.

Het Financieele Dagblad (1-12-2003), Metaalbedrijven willen zelf stroom opwekken.

Het Financieele Dagblad (1-12-2003), Spanning tussen industrie en energiesector stijgt.

Het Financieele Dagblad (13-11-2003), Industrie in gevaar door dure stroom.

Het Financieele Dagblad (08-08-2002), Nederlandse stroomprijs bijna hoogste in Europa.

