



ENERGIERAAD

DE RUGGENGRAAT VAN DE ENERGIEVOORZIENING

ADVIES ENERGIERAAD OVER DE ENERGIE-INFRASTRUCTUUR, AUGUSTUS 2009





ENERGIERAAD

DE RUGGENGRAAT VAN DE ENERGIEVOORZIENING

ADVIES ENERGIERAAD OVER DE ENERGIE-INFRASTRUCTUUR, AUGUSTUS 2009

**DE ENERGIERAAD**

De Energieraad, voluit 'Algemene Energieraad', adviseert de regering en het parlement over het te voeren energiebeleid. De Energieraad wil een gewetensfunctie vervullen ten behoeve van overheid en samenleving en een bijdrage leveren aan het maatschappelijke energiedebat, waarbij steeds het publieke belang centraal staat. De Energieraad is onafhankelijk. De leden van de Raad worden benoemd op basis van hun deskundigheid en hun maatschappelijke kennis en ervaring. De Raad telt maximaal tien leden, die bij Koninklijk Besluit worden benoemd. Ze zijn afkomstig uit relevante maatschappelijke groeperingen, maar vervullen hun adviestaak op persoonlijke titel. De taken en positie van de Energieraad zijn wettelijk geregeld in de Wet op de Algemene Energieraad.

Energieraad
Adelheidstraat 8
Postbus 11723
2502 AS Den Haag
T 070 – 392 40 01
F 070 – 365 28 36
E info@energieraad.nl
I www.energieraad.nl

DE RUGGENGRAAT VAN DE ENERGIEVOORZIENING

Den Haag, augustus 2009
ISBN/EAN 9789074357487

Ontwerp: LandofPlenty, Bergen (NH)
Omslag: Onderhoud aan hoogspanningsmasten bij IJburg (Amsterdam)
Foto: Paul Tolenaar
Drukwerk: VanDeventer, 's-Gravenzande

**ALGEMENE ENERGIERAAD****VOORZITTER**

Ir. P.H. Vogtländer

RAADSLEDEN

ir. M.E.E. Enthoven (vice-voorzitter)
prof.dr. J.G. van der Linde
mr. C. Trojan
drs. G.H.B. Verberg
H.C.W. Verhoeven - van Lierop
ir. W.K. Wiechers

SECRETARIAAT

drs. P.J. Aubert, secretaris
ir. F.W. de Haan, plv. secretaris

LEDEN ADVIESCOMMISSIE INFRASTRUCTUUR

ir. W.K. Wiechers (voorzitter commissie)
dr. J.W.A. de Swart (Stedin)
ir M.J.J. Scheepers (ECN)
dr.ir. L.J. de Vries (TU Delft)
ir. B.G.M Voorhorst MBA (TenneT)
drs. A.J. Krist (GasUnie)
ir. P.T.M. Vaesen (KEMA)

ir. F.W. de Haan, drs. P.J. Aubert (secretariaat)

1 Inleiding	7
Over het waarom van dit advies	7
Vraagstelling en opbouw van dit advies	8
Afbakening onderwerp	10
2 Liberalisering in Nederland	13
De rollen in een veranderende structuur	13
Regulering en tarievenstructuur	15
3 Nieuwe uitdagingen	23
Elf ontwikkelingen en de uitdagingen voor de infrastructuur	23
Ontwikkeling 1: ‘1 miljoen micro-wkks’	24
Ontwikkeling 2: ‘1 miljoen zonnepanelen’	25
Ontwikkeling 3: ‘1 miljoen elektrische auto’s’	25
Ontwikkeling 4: ‘1 miljoen aircos’	27
Ontwikkeling 5: ‘Vlamloze wijken’	27
Ontwikkeling 6: ‘20% biogas’	28
Ontwikkeling 7: ‘10.000 MW wind’	29
Ontwikkeling 8: ‘Waterstof in aardgas’	35
Ontwikkeling 9: ‘Nederland gasrotonde van Noordwest-Europa’	35
Ontwikkeling 10: ‘Nederland flexwerker’	38
Ontwikkeling 11: ‘Nederland Powerhouse’	39
4 Verbeterde regulering	41
Vooraf	41
Soorten investeringen	41
Het beoordelen van investeringen	42
Een ‘Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas’	43
Het toetsen van de uitvoering van de investeringen	45
Zekerheid over de dekking van de financieringslasten	45
Over de aansluitplicht	49
Regulering en toezicht	50

INHOUD

5 Analyse, conclusies en aanbevelingen – een samenvatting	53
Analyse	53
Rol van de infrastructuur in de toekomst	54
Een nieuw reguleringskader	57
Aanpassen aansluitplicht voor producenten	59
BIJLAGE 1	
Adviesaanvraag	62
BIJLAGE 2	
Flexibiliteit, interconnectie en energieopslag	65
Publicaties Energieraad	70

Innovatie

De gas- en elektriciteitsnetwerken zullen energie-innovaties uiteraard niet mogen belemmeren. Ze kunnen zelfs een belangrijke randvoorwaarde zijn om toepassing van energie-innovaties mogelijk te maken.

Betaalbaarheid

Energie is een belangrijke kostenpost voor energie-intensieve bedrijven, maar ook voor de burger. Het aandeel van de kosten van de infrastructuur in de totale energierekening is voor de verschillende typen klanten sterk verschillend, maar in het algemeen beperkt.

Zo is voor een kleinverbruiker die in 2009 3.500 kWh aan *elektriciteit* verbruikt de rekening daarvoor in totaal ruim zeshonderd euro. Het aandeel levering (vastrecht en tarief in €/kWh) is hierin 45%. Het aandeel transport is 25% van het totaal, het aandeel voor de meetdienst minder dan 5%. Belastingen (energiebelasting en btw) bedragen bijna 25% van de totale energierekening. Voor grootverbruikers is het aandeel transport en meetdienst ongeveer 5%, voor de middengrote bedrijven is dit iets hoger.

Voor gas is het aandeel transport ten opzichte van de kosten van het gas zelf, exclusief energiebelasting, voor de allergrootste aangeslotene iets meer dan 1% en iets minder dan 5% voor de middenklasse, toenemend tot iets meer dan 5% voor de kleinere aangeslotene op het landelijk net¹. Aangeslotenen op een regionaal gasnet betalen meer dan 6%.

VRAAGSTELLING EN OPBOUW VAN DIT ADVIES

Op 1 oktober 2008 vroeg de minister van Economische Zaken aan de Energieraad om advies over het te voeren beleid rond de energie-infrastructuur (zie bijlage 1). Het ging daarbij om de volgende vragen:

- Welke eisen stelt de transitie naar een duurzame energievoorziening aan de netwerken voor elektriciteit en gas op middellange (2020) en lange termijn (2050)?
- Wat betekent dit voor de investeringen in netwerken en aanverwante infrastructuur?

¹ – Allergrootste: een afname van > 0,5 miljard m³/jaar, middenklasse: 100 miljoen – 0,5 miljard m³/jaar en kleinere: < 100 miljoen m³/jaar.

- Is het huidige reguleringskader geschikt om deze investeringen tot stand te laten komen en zo nee, wat zou er dan moeten veranderen?
- Wat is een juiste rolverdeling tussen publieke partijen (onderling), private partijen en toezichthouders bij het toekomstbestendig maken van de netwerken?
- Hoe moeten de investeringen worden gefinancierd? Wat betekent dit voor de waarde van de netwerken?

De Energieraad heeft voor het beantwoorden van deze vragen een aantal mogelijke ontwikkelingen in de energievoorziening geanalyseerd en de gevolgen hiervan voor de infrastructuur in kaart gebracht. Op deze wijze is naar het oordeel van de Raad voorkomen dat de beantwoording leidt tot abstracte beschouwingen en het ontwikkelen van een sterk theoretisch kader. Er is niet alleen gekeken naar ontwikkelingen die samenhangen met de transitie naar een duurzame energievoorziening, maar ook naar andere ontwikkelingen.

De Raad meent dat twee vragen van bijzonder belang zijn:

- Welke mogelijke ontwikkelingen hebben ingrijpende consequenties voor de infrastructuur?
Het gaat dan om ontwikkelingen die substantiële investeringen vergen en waarvan de lasten op de één of andere manier zullen doorwerken in de energierekening.
- Welke mogelijke ontwikkelingen vergen voorinvesteringen in de infrastructuur?
Het gaat daarbij om investeringen die zullen moeten worden gedaan op een moment dat geen zekerheid bestaat of en wanneer de beoogde energie-innovatie succesvol zal zijn. De mogelijke financiële gevolgen van dit risico zullen moeten worden afgedekt.
In discussies over de toekomst van de energievoorziening ontbreekt het zicht op de gevolgen voor de infrastructuur veelal.

De opbouw van dit advies is als volgt:

- hoofdstuk 2 geeft een korte terugblik op de ontwikkeling in de Nederlandse energiesector van de laatste tijd en de ervaringen met de huidige regulering van de netwerksectoren;
- hoofdstuk 3 beschrijft de mogelijke ontwikkelingen in de

energievoorziening en de consequenties hiervan voor de infrastructuur van elektriciteit en gas;

- hoofdstuk 4 schetst de contouren van een verbeterd systeem van regulering voor deze netwerksectoren en
- hoofdstuk 5 bevat de conclusies en aanbevelingen van de Energieraad aan de minister van Economische Zaken.

In dit advies wordt slechts op hoofdlijnen ingegaan op de regulering en de verbeteringen die naar de mening van de Raad nodig zijn. De Raad heeft daartoe de complexe regulering van de infrastructuur tot zijn essenties teruggebracht. Dat was geen eenvoudige opgave en het zal hier en daar zeker kritiek uitlokken. Toch meent de Raad dat de discussie over regulering gebaat is bij een discussie over de essenties ervan. Door de zeer gedetailleerde regelgeving en uitvoeringsbesluiten zien velen door de bomen het bos niet meer. En dat is schadelijk voor de kwaliteit van de besluitvorming.

Bij de voorbereiding van dit advies was een voorbereidingscommissie met externe deskundigen betrokken (zie pagina 3). Bovendien werd door KEMA (in het kader van een breder onderzoek) een onderzoek gedaan naar de flexibiliteit van de elektriciteitsvoorziening en de gevolgen van grote hoeveelheden windenergie voor de infrastructuur (samengevat in bijlage 2).

Naar het oordeel van de Raad geeft dit advies een aanzet voor spelregels die moeten bevorderen dat de energie-infrastructuur in de komende twintig tot dertig jaar adequaat kan meegroeien met de veranderende omgeving.

AFBAKENING ONDERWERP

In dit advies verstaat de Energieraad onder energie-infrastructuur alles wat nodig is om elektriciteit en gas van producent naar gebruiker te krijgen: de netwerken voor transport en distributie, de technische voorzieningen daaromheen en de organisatie om deze aan te leggen, te onderhouden en te exploiteren.

Bij de netwerken voor elektriciteit en gas gaat het om drie deelsystemen.

1 *Transport van gas*

De leidingen, de compressoren- en mengstations voor het bulktransport van aardgas onder hoge druk, onder beheer van Gas Transport Services (GTS), een 100% dochter van Gasunie.

2 *Transport van elektriciteit*

Het hoogspanningsnet (380, 220, 150 en 110 kV) onder beheer van TenneT TSO², een 100% dochter van TenneT.

3 *Distributie van gas en elektriciteit*

Transport van beide energiedragers, op een lager druk- en spanningsniveau, naar de gebruikers. Deze distributienetten staan onder beheer van regionale netbedrijven, verenigd in Netbeheer Nederland.

Om de leesbaarheid te vergroten zullen in dit advies GTS en TenneT TSO worden aangeduid als Gasunie en Tennenet. Per slot zijn de betreffende netbeheerders 100% dochters van deze ondernemingen.

vaststellen, en bepaalde hij ook welke omzet met netwerkdiensten mocht worden gerealiseerd. Door het introduceren van dit toezicht werd het behartigen van publieke belangen via eigendomssturing overbodig. Gezien de beoogde en te verwachten privatisering was dit ook wenselijk. Inmiddels is gekozen voor een voortgezet overheidseigendom van de netten. Dat leidt wel tot de vraag welke herverdeling van taken nodig is tussen toezichthouder en aandeelhouder. De Raad heeft in een recent advies naar aanleiding van de financieel-economische crisis overigens al aangegeven dat het voor eigendomssturing niet noodzakelijk is dat de overheid alle aandelen bezit. Het is zeer goed te verdedigen dat institutionele beleggers, zoals pensioenfondsen, een minderheidspakket kunnen verwerven.

De keus voor een voortgezet overheidseigendom van de netten zou gemotiveerd moeten zijn door de publieke belangen die met eigendomssturing gediend zijn. Het zou, conform de brief van 24 april van het ministerie van Financiën aan de Kamer, ook tot een actievere rol van de aandeelhouder moeten leiden ten aanzien van deze publieke taken. Zo ligt het naar de mening van de Raad voor de hand dat bij de beheerders van de landelijke transportnetten (in handen van de Staat) niet de toezichthouder maar de Staat zelf verantwoordelijk moet zijn voor het behartigen van het publieke belang: een goede infrastructuur, redelijke prijzen voor de gebruikers, en een redelijk rendement voor de investeerders. Bij de keus om de netwerkbedrijven in handen van de lagere overheden te houden, zou ook duidelijk moeten zijn welke publieke belangen de aandeelhouders geacht worden te behartigen en welke bevoegdheden ze daarbij hebben.

Tot op heden zijn overigens de gevolgen van de onvolkomenheden in de huidige structuur niet erg zichtbaar en knellend geweest. Dit was een gevolg van het feit dat regulering en toezicht vrijwel geheel gericht was op efficiencyverbetering van de bestaande infrastructuur en daarmee op het zo laag mogelijk maken van de transport- en distributietarieven. Bij kapitaalintensieve bedrijven kan prijsdruk overigens een aantal jaren gecontinueerd worden voordat onvolkomenheden in de structuur op zullen spelen.

CONCLUSIE

VERDELING TAKEN OPNIEUW BEZIEN

De Raad is van mening dat het wenselijk is om de consequenties van de gemaakte keuzes voor de huidige structuur aan de orde te stellen. Nu er bewust is gekozen om netwerkbedrijven (in meerderheid) in overheidshanden te houden heeft dit consequenties voor de rol van de toezichthouder. Ook omdat inzichten over rol van de overheid en de markt in de loop van de tijd zijn gaan schuiven lijkt een herijking van de overheidsrollen gewenst.

REGULERING EN TARIEVENSTRUCTUUR

Voor de klant van de infrastructuur zijn lage tarieven belangrijk en niet hoe die lage tarieven bereikt worden: door lage operationele kosten (OPEX) of door lage kapitaalslasten (CAPEX). Daarom leek het voor de hand te liggen voor een regelgeving en toezicht te kiezen waarin de totale kosten (TOTEX) centraal staan. Netbedrijven moeten dan tariefvoorstellen ter goedkeuring voorleggen op basis van hun totale kosten en hun te verwachten afzetvolumes. Toezichthouders beoordelen of deze totale kosten efficiënt zijn door ze periodiek te benchmarken.

Veelal wordt ernaar gestreefd dat alleen het gemiddelde van de benchmark – de zogenaamde maatstaf – in rekening mag worden gebracht. Deze maatstafregulering wordt in Nederland toegepast voor de distributiebedrijven. Gedurende de zogenaamde reguleringsperiode – het tijdsinterval van 3-5 jaar tussen twee benchmarks – mogen de goedgekeurde tarieven in beginsel stijgen met de inflatie. Hiervoor is de Consumentenprijsindex (CPI) genomen. Op de toegestane indexatie wordt echter een per bedrijf vastgestelde korting (de X) toegepast. Deze korting is zo vastgesteld dat aan het einde van de reguleringsperiode het bedrijf met de te verwachten afzet het toegestane redelijke rendement maakt als de kosten per eenheid output gelijk zijn aan de maatstaf verhoogd met de CPI over de reguleringsperiode. Deze methodiek zou ertoe leiden dat de gemiddelde correctiefactor voor alle netwerkbeheerders nul zou moeten zijn. In werkelijkheid is de gemiddelde correctiefactor lager omdat ook nog een generieke korting op de inflatiecorrectie wordt toegepast om tot uitdrukking te brengen dat er ook nog sprake moet zijn van een algemene productiviteitsverbetering. Deze zogenaamde ‘frontier shift’ wordt

afgeleid van de algemene productiviteitsverbetering in de achterliggende reguleringsperiode en bedraagt thans 3,7% voor de gasdistributiebedrijven en 2,2% voor de elektriciteitsdistributiebedrijven. De Raad geeft hier geen oordeel of deze algemene productiviteitsverbetering realistisch is geweest.

Eén van de beste manieren om de kosten per eenheid output in een kapitaalintensief netbedrijf gunstig te beïnvloeden is de bezettingsgraad van de netten verbeteren. Dit betekent in het algemeen dat druk op de tarieven leidt tot terughoudendheid met investeren indien hier geen directe besparingen op de operationele kosten tegenover staan. De maatstafconcurrentie belooft verder het minder investeren dan de concurrenten in de benchmark. Ten slotte geeft de maatstafconcurrentie een behoorlijke onzekerheid of de lasten van investeringen ook in de tarieven kunnen worden verwerkt. Ook dit schaadt het investeringsklimaat. Dat is des te schadelijker omdat een concurrerende energiemarkt juist enige overcapaciteit in de infrastructuur moet hebben om goed te kunnen functioneren.

Al met al is het een algemeen erkend bezwaar van de TOTEX-regulering dat het investeren ontmoedigt. Hierdoor komen de kwaliteit van de infrastructuur, de betrouwbaarheid en de veiligheid, onder druk te staan. Om tegendruk te geven werd in de regulering ook concurrentie op het gebied van de kwaliteit van de netten tussen de distributiebedrijven geïntroduceerd. Hieraan is een boete en premiereregeling gekoppeld. Hoewel op het eerste gezicht begrijpelijk, moet men zich afvragen of het zinvol is om een bedrijf te gaan beboeten dat al onvoldoende inkomsten heeft om aan de kwaliteitseisen en veiligheidsnormen te voldoen. De beschikbare middelen komen dan nog verder onder druk te staan.

Met een gescheiden regulering van de OPEX en de CAPEX kan dit bezwaar worden ondervangen.

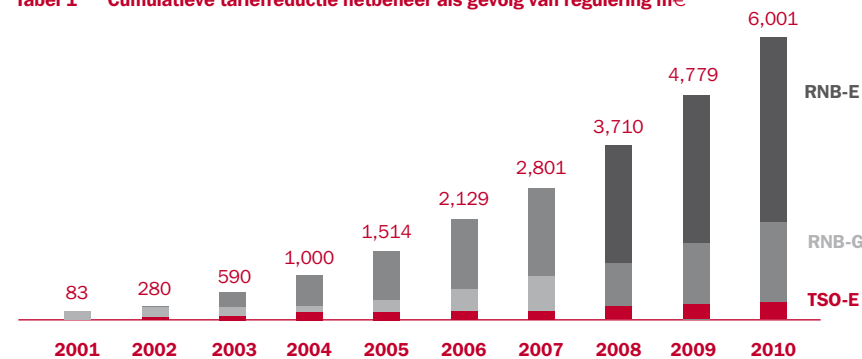
Voor de OPEX kan een vergelijkbare benadering worden gekozen als aangegeven voor de TOTEX-regulering. Via benchmarking wordt dan de efficiënte kostprijs per eenheid output bepaald en worden bedrijven gestimuleerd hun kosten naar dit niveau te brengen. Daarnaast kunnen de daadwerkelijke kapitaallasten van alles wat er tot op een bepaald moment geïnvesteerd is (minus de afschrijvingen hierop) op basis van een redelijke kapitaalvergoeding in de tarieven worden opgenomen. Indien dit jaarlijks geschiedt dan loopt het netwerkbedrijf geen of slechts een beperkt afzetrisico. Een verkeerde schatting van de afzet kan immers het volgende jaar gecorrigeerd

worden. De kapitaalvergoeding (de zogenaamde WACC, *weighted average cost of capital*) kan in dit geval lager zijn. Geschiedt dit periodiek, of gaat men uit van de beoogde afzet in het businessplan voor de betreffende investering, dan berust een beperkt afzetrisico nog wel bij het netwerkbedrijf en zal in de toegestane WACC ook een wat hogere risicopremie verwerkt moeten zijn.

Bij Gasunie is gekozen voor een dergelijk type OPEX/CAPEX-regulering. De vraag die zich bij dit type regulering voordoet is of een voorafgaande toestemming (ex-ante) van de investeringen door de toezichhouder is vereist om klanten van het netbedrijf te beschermen tegen te veel investeringen. Bij Gasunie is dit niet het geval, omdat alleen geïnvesteerd wordt op basis van een concrete, in contracten vastgelegde transportbehoefte.

De regulering bij Tennet ligt tussen die van de distributiebedrijven en Gasunie in. Voor de transporttaken van het bestaande landelijke transportnet is er feitelijk sprake van een TOTEX-regulering vergelijkbaar met die voor de distributiebedrijven. De benchmark is in dit geval een internationale vergelijking met transmission system operators (TSO's). De maatstaf is echter niet het gemiddelde maar de 'best in class'. Hiervan wordt de X-factor afgeleid die op de totale kosten van toepassing is. Het is niet duidelijk waarom voor dit verschil met de distributiebedrijven is gekozen. De korting daarenboven voor algemene productiviteitsverbetering (frontiershift) wordt op grond van een internationale studie op 2% gesteld. Niet duidelijk is of in deze studie individuele efficiencyverbetering van de 'dure' bedrijven en de algemene productiviteitsverbetering voldoende worden onderscheiden. Naast de regulering van het bestaande landelijke transportnet heeft Tennet de mogelijkheid om voorstellen te doen voor een tariefaanpassing om de kosten van 'uitzonderlijke en aanmerkelijke investeringen' ter uitbreiding van zijn net te doen. Deze kosten mogen na ingebruikname van de investering in het eerstvolgende tariefjaar verwerkt worden in haar toegestane OPEX en CAPEX. Tot op heden heeft men deze mogelijkheid slechts beperkt benut

Ondanks de genoemde bezwaren, met name tegen de TOTEX-regulering, heeft de regulering zeker tot tariefreductie geleid. In een recent rapport van de Energiekamer wordt een schatting gegeven welke reductie op de energierekening hiermee werd gerealiseerd:

Tabel 1 Cumulatieve tariefreductie netbeheer als gevolg van regulering m€

TSO-E = tariefreductie TenneT

RNB-G = tariefreductie regionale netbeheerders gas

RNB-E = tariefreductie regionale netbeheerders elektriciteit

Bron: Energiekamer

De tariefreductie bij Gasunie is in dit overzicht niet meegenomen. In de periode 2000 tot en met 2008 hebben tariefdalingen van Gasunie geleid tot een totale tariefreductie bij het netbeheer in de orde grootte van 2,7 miljard euro, uitgaande van een constant rekenvolume.

Aangetekend moet verder worden dat de aangegeven tariefreductie de tariefreductie is ten opzichte van het indexeren van de tarieven met de CPI-index. Het is zeer de vraag of dit een juiste maatstaf is. Voor kapitaalintensieve bedrijven als de infrastructuurbedrijven is dat waarschijnlijk niet het geval. Voorts ligt het voor de hand om te veronderstellen dat een belangrijk deel van deze verbetering is gerealiseerd door bestaande marges in de infrastructuur en de beheersorganisatie te verkleinen. Deze verbetermogelijkheden houden een keer op. De gerealiseerde besparingen zullen dan niet door verdere efficiencyverbeteringen kunnen worden opgevangen. Er ontstaat in die situatie een uitholling van het investeringsvermogen van de bedrijven. Dat dit moment niet ver meer weg is, blijkt ook uit een recente studie van McKinsey. De hierin gegeven analyse geeft aan dat Nederland één van de meest efficiënte infrastructuren van EU heeft. De ruimte voor verdere verbetering is derhalve beperkt.

Tabel 2 Tarieven, uitgesplitst in OPEX, CAPEX en totale kosten, in enkele landen

	OPEX		CAPEX		Totaal	
	Ongecorr.	Gecorr.(1)	Pngecorr.	Gecorr.(2)	Ongecorr.	Gecorr.
Vlaanderen (n=4)	100	100	100	100	100	100
Scandinavië (n=47)	160	113	129	67	149	98
Nederland en Duitsland (n=13)	85	83	96	79	89	82
Groot Brittanië (n=12)	73	77	82	80	76	78

1) OPEX gecorrigeerd voor dichtheid (klant/km), lengte net bovengronds en ondergronds, type klanten (groot/klein).

2) CAPEX gecorrigeerd (stadscentrum) en bodemgesteldheid(rots/drassig), en aantal stations.

Index = België

Bron: McKinsey & Company/Teamanalyse

Er zijn ook nadelen van het gekozen systeem van regulering zichtbaar geworden. Eén van de bezwaren van het huidige systeem is dat het alleen kijkt naar de efficiency van de 'schakel'-infrastructuur in de energieketen en niet naar de efficiency van de hele keten van bron naar gebruik.

Dit bezwaar weegt des te zwaarder als gekeken wordt naar het relatief geringe aandeel van de transmissie- en distributiekosten in de totale energieprijis voor de eindverbruiker.

In zijn Gasadvies³ heeft de Energieraad er al op gewezen dat een goede gasvoorziening gebaat kan zijn bij strategische investeringen in een wat ruimer bemeten gasinfrastructuur die flexibiliteit biedt voor een keus uit meerdere inkoopopties. De beschikking over meerdere inkoopopties zou immers kunnen leiden tot lagere inkoopkosten en derhalve tot lagere energiekosten over de gehele keten.

De toezichthouder kan hiervoor ruimte bieden door de mogelijkheid om

3 – Gas voor morgen, Energieraad, januari 2005

‘aanmerkelijke’ investeringen afzonderlijk goed te keuren en de kosten hiervan in de vaststelling van tarieven mee te nemen. In de praktijk blijkt echter dat bij het beoordelen van deze investeringen voornamelijk gekeken wordt of de kosten hiervan door het gebruik van deze investeringen worden terugverdiend. Strategische investeringen zijn onder deze voorwaarden nauwelijks mogelijk.

Op zich is het niet verwonderlijk dat na verloop van tijd bezwaren tegen een systeem van regulering zichtbaar worden. Ook elders blijkt dat regulering sterk tijd- en situatiegebonden is. Eerder in dit advies werd al gesignaleerd dat de keus die nu gemaakt is voor een voortgezet overheidseigendom van de netten zou moeten leiden tot een nieuwe taakverdeling tussen *eigendomssturing door de overheid en sturing via regulering*.

In de rest van dit advies zal met name worden ingegaan op de vraag of het huidige *reguleringskader geschikt* is om de investeringen die nodig zijn voor de noodzakelijke veranderingen in de energiehuishouding tot stand te laten komen. Regulering met name gericht op kostenefficiëntie heeft in het verleden tot goede resultaten geleid.

De huidige reguleringsmethodiek biedt door deze focus op kostenefficiëntie echter onvoldoende ruimte voor de noodzakelijke investeringen die nodig zijn om ook op langere termijn de energievoorziening in Nederland tegen lage kosten te kunnen waarborgen.

De vraag moet worden gesteld hoe de reguleringsmethodiek zo kan worden ingericht dat, naast een blijvende stimulans om efficiënt te werken, de transmissie- en distributiebedrijven deze investeringen kunnen realiseren.

ONTWIKKELING 1**'1 MILJOEN MICRO-WKK'S'****HUISHOUDENS ALS ELEKTRICITEITSPRODUCTENTEN**

De micro-wkk- of HRe-ketel is een hoogrendement-cv-ketel die ook stroom produceert, met een vermogen van 1 kWe en een sturing op warmtevraag. Het Platform Nieuw Gas en de Smart Power Foundation zien⁴ een markt van 1,6 miljoen ketels in 2020 en van 4,1 miljoen ketels in 2030. Dat betekent in de winter (1.700 uur) een elektriciteitsproductie van 2,7 GWh in 2020 en bijna 7 GWh in 2030.

Micro-wkk leidt tot een hoger gasgebruik in de kleinverbruikersmarkt. Een groot aantal micro-wkk's kunnen tezamen een 'virtuele elektriciteitscentrale' vormen indien deze met behulp van intelligente software als zodanig worden aangestuurd.

1 miljoen micro-wkk's betekent 1.000 MW opgesteld productievermogen dat beperkter regelbaar is dan de traditionele elektriciteitsproductie. Op een totale productie die afgestemd moet zijn op de levering van een piekbelasting van circa 25.000 MW zal dit overigens geen onoplosbare problemen geven. Door het beperkte elektrische vermogen van de installaties en het relatief geringe extra gasverbruik zullen de noodzakelijke aanpassingen en de daarmee gemoeide investeringen in de elektriciteits- en gasnetten, beperkt zijn.

Voor zover aanpassingen nodig zijn, kunnen ze geleidelijk plaatsvinden.

De infrastructuur kan 'meegroeien' met de penetratie van deze installaties in de markt. Het tijdig beschikken over de technologie die nodig is voor de intelligente meterkast lijkt de grootste uitdaging.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Mogelijk maken van 'terug'-levering aan distributienet
- Een slimme meterkast om levering en teruglevering goed af te rekenen
- Warmteopslag
- Regelbaarheid van de decentrale productie, waardoor het een 'virtuele' elektriciteitscentrale wordt
- Bemetering en intelligente sturing (op basis van prijsspraken)

⁴ – Gas aan het werk! Visie op decentrale gastoevoeringen in de gebouwde omgeving, april 2008

ONTWIKKELING 2**'1 MILJOEN ZONNEPANELEN'****HUISHOUDENS ALS ELEKTRICITEITSPRODUCTENTEN**

De toekomst van zonnepanelen zal sterk afhangen van het terugbrengen van de prijs van elektriciteitsproductie met zonne-energie. Op dit moment zijn deze productiekosten nog bijna het tienvoudige van de gangbare groothandelsprijs van stroom. Alleen met omvangrijke subsidies kunnen zonnepanelen aantrekkelijk gemaakt worden voor de consument. Er lijkt echter technologie in aantocht die op termijn stroom uit zonnepanelen goedkoper kan maken. Tegelijkertijd zal de elektriciteitsproductie per m² waarschijnlijk stijgen met deze nieuwe technologie. De teruglevering van met zonnepanelen uitgeruste woningen zal als gevolg daarvan eerder minder dan meer zijn dan die van micro-wkk's. De gevolgen voor de infrastructuur van 1 miljoen zonnepanelen zijn als gevolg hiervan beperkt.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- De bemetering

ONTWIKKELING 3**'1 MILJOEN ELEKTRISCHE AUTO'S'****EEN RIJDENDE ELEKTRICITEITSOPLAG**

De elektrische auto is 'in'. De elektrische auto is een stuk zuiniger dan een benzineauto en de 'well to wheel'-emissie, bij gebruik van elektriciteit uit aardgas, is 70 gram CO₂ per kilometer (vergelijk een Toyota Prius: 130 gram CO₂ per kilometer).

Voor de netbeheerders kan grootscheepse introductie van elektrisch vervoer betekenen dat de netcapaciteit beter wordt benut. Elektrische auto's kunnen fungeren als *opslag* van elektriciteit (40 tot maximaal 80 kWh per auto) en als *regelbare belasting*.

Als 40% van de auto's elektrisch rijdt is dat 125 GWh opslag en 20 GW regelpotentieel. De bijdrage van elektrische auto's zal echter slechts beperkt zijn zolang deze door hun actieradius alleen kunnen worden gebruikt voor kleinere afstanden.

Introductie van de elektrische auto op grote schaal heeft grote consequenties

voor de elektriciteitsvraag: het elektriciteitsgebruik van een gezin stijgt van 3.200 kWh naar 7.200 kWh per jaar.

Voor het opladen van de elektrische auto zijn in beginsel twee systemen denkbaar: het omwisselen van lege accu's voor volle of het opladen van de accu's bij een oplaadpunt. Het tweede systeem is het eenvoudigste en lijkt dus het meest kansrijk, maar heeft wel de grootste consequenties voor de infrastructuur. Voorkomen moet worden dat alle elektro-auto's tegelijkertijd, bij thuiskomst, opgeladen willen worden.

Voor oplaadpunten voor 1 miljoen elektrische auto's zullen omvangrijke aanpassingen in de netten nodig zijn. Een ruwe schatting geeft aan dat circa 1 tot 2 miljard euro in de netten geïnvesteerd zal moeten worden om voldoende oplaadpunten te verkrijgen en de netten te verzwaren. De schatting gaat richting 1 miljard euro wanneer gekozen wordt voor intelligente oplaadpunten of voor auto's die intelligent opladen. De schatting gaat richting 2 miljard euro wanneer er geen intelligent oplaadsysteem komt. Met een intelligent oplaadsysteem kan dus veel bespaard worden, niet alleen in de infrastructuur zelf, maar ook doordat elektrische auto's dan gebruikt kunnen worden als buffer voor het opvangen van fluctuaties in de windproductie (zie hierna).

Om de elektrische auto interessant te maken voor de doorsnee autobezitter zullen er echter al bij de grootschalige marktintroductie voldoende oplaadpunten moeten zijn om het bezit van een dergelijke auto aantrekkelijk te maken. Dit betekent dat een belangrijk deel van de genoemde investeringen als voorinvestering nodig zijn om deze technologie kansrijk te maken. Geschat wordt dat de noodzakelijke voorinvesteringen circa 0,5 tot 1 miljard euro zullen bedragen, ook weer afhankelijk van de vraag of er wel of geen intelligent oplaadsysteem is.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Het regelen van het oplaadmoment, hetzij via technische voorzieningen, hetzij via marktprikkels ('slimme meterkast')
- De aanpassing van de infrastructuur om het opslagpotentieel optimaal te kunnen benutten

ONTWIKKELING 4

'1 MILJOEN AIRCO'S'

EEN HOGE GELIJKTIJDIGHEIDSFACITOR IN HET GEBRUIK

Klimaatverandering, toenemende vraag naar comfort, warmteproductie door elektrische apparatuur, een toename van woningisolatie (waardoor de woning langer warmte vasthoudt) en prijsverlaging hebben geleid tot toenemend gebruik van airconditioning in Nederlandse woningen en kantoren. In 2000 verwachtte SenterNovem een groei naar circa 300.000 huishoudens met airco in 2010. Een airco heeft een capaciteit van 1 à 1,5 kW en draait circa 450 uur per jaar. Het gebruik van airco's kan leiden tot een hogere zomerpiek in het elektriciteitsgebruik. Berekeningen van regionale netbeheerders⁵ laten zien dat de piek in het gebruik pas verschuift van de winter naar de zomer bij een airco-penetratie van 16% (en een *gelijktijdigheid* van 90%, dat wil zeggen airco-gebruik in de middag). Bij een lagere gelijktijdigheidsfactor zou die piekverschuiving pas optreden bij een penetratie van 65%. In de winter kan een verhoogde piek optreden bij een hoge penetratie van (elektrische) warmtepompen.

Om redenen van energiebesparing zou voor airconditioning overigens ook gezocht moeten worden naar alternatieve oplossingen (warmte/koude opslag, warmtepompen).

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Monitoring van mogelijke gelijktijdigheid
 - Opnemen in capaciteitsplanning
-

ONTWIKKELING 5

'VLAMLOZE WIJKEN'

GEEN FIJNMAZIGE GASTOEVOER NAAR GEBOUWDE OMGEVING

De helft van het energiegebruik in Nederland (exclusief grondstofgebruik voor de chemische industrie) is bestemd voor warmteproductie. Van die helft bestaat circa 60% uit warmte van lage temperatuur. De lage-

5 – Eneco Netbeheer Midden Holland BV: Capaciteitsplan 2003-09, november 2002

temperatuurwarmtevoorziening van woningen en kantoren kan nog veel efficiënter en duurzamer⁶: restwarmte uit industrie en elektriciteitsproductie, duurzame warmte (zon, geothermie), omgevingswarmte met (elektrische) warmtepompen. Behalve deze inzet van duurzame warmte is er het streven naar vermindering van de warmtevraag: ‘nulenergie’-woningen en ‘energieleverende’ tuinbouwkassen. Beide ontwikkelingen leiden ertoe dat gasapparatuur en gasdistributie in de gebouwde omgeving, het eerst bij nieuwe wijken, tot het verleden zal gaan behoren.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Beslismodellen voor het al dan niet aanleggen van gasdistributie
- Warmtedistributie

ONTWIKKELING 6

'20% BIOGAS'

DECENTRALE PRODUCTIE VAN GAS VAN VERSCHILLENDE KWALITEITEN

Onder invloed van financiële prikkels (SDE) en beleid (transitie, Schoon en Zuinig) wordt steeds meer biogas of ‘groen gas’ geproduceerd uit biomassa. Nu nog *kleinschalig decentraal* (vergisting), in de toekomst wellicht *grootschalig centraal* (vergassing). De Transitieplatforms Nieuw Gas en Groene Grondstoffen voorzien dat ‘groen gas’ het huidige aardgasgebruik goeddeels gaat vervangen⁷: 20% in 2030 en 50% in 2050. De Raad wijst er overigens op dat de beperkte beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa een struikelblok kan vormen, omdat gas niet noodzakelijkerwijs prioriteit zal krijgen boven andere toepassingen. De producenten van ‘groen gas’ zijn volgens de huidige regels verplicht hun product op te werken tot ‘Groningen’- kwaliteit.

⁶ – *Warmte op stoom brengen*, werkprogramma voor de verduurzaming van de warmte- en koudevoorziening, EZ, november 2008

⁷ – *Actieplan Decentrale Infrastructuur*, Energietransitie, oktober 2008

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Inpassen van verschillende gaskwaliteiten
- Conversiecapaciteit voor gaskwaliteiten
- Tweewegverkeer van gasstromen mogelijk maken
- ‘Decentrale’ opbouw van het gasnet
- Bemetering

ONTWIKKELING 7

'10.000 MW WIND'

EEN FORSE AANBOD VAN WISSELVALLIGE ELEKTRICITEIT

Het kabinetsplan ‘Schoon en Zuinig’ mikt op 20% duurzame energie in 2020. In de elektriciteitsvoorziening zal het gaan om 4.000 MW wind op land (nu: 1.500 MW) en 6.000 MW wind op zee (nu: 220 MW). Aangevuld met biomassabijstook en zon-PV dekt duurzame elektriciteit dan 32% van de totale elektriciteitsvraag (geschat op 137 TWh in 2020). Het aandeel windenergie is op zichzelf al 20% van die vraag. ECN heeft berekend dat een gefaseerde aanleg van windparken (6.000 MW in 2030), ondersteund door een stringent Europees klimaatbeleid, tot een batig maatschappelijk saldo kan leiden. Bij succes van dit beleid is het aannemelijk dat het vermogen nog verder groeit tot halverwege de eeuw.

De ontwikkeling van wind op zee moet zijn beslag krijgen door het aanwijzen van locaties (ministerie van Verkeer en Waterstaat), door het bieden van voldoende financiële ruimte voor het afdekken van de onrendabele top (ministerie van Economische Zaken, ministerie van Financiën) en door het inbouwen van innovatieprikkels om de techniek efficiënt en rendabel te krijgen (ministerie van Economische Zaken). Niet in de laatste plaats moet deze ontwikkeling tot stand komen door het tijdig aanleggen van de nodige *infrastructuur* voor het transport van de geproduceerde elektriciteit.

Voor dat laatste spreekt de Tweede Kamer Tennenet aan. Volgens Tennenet (‘Capaciteitsplan 2006-2012’) kan circa 4 GW wisselend aanbod zonder problemen worden geïntegreerd in het Nederlandse productiepark van 2012. Bij grotere hoeveelheden wisselend aanbod zijn aanpassingen nodig. Voor energieopslag bestaat grote politieke belangstelling. In februari 2008

verscheen een onderzoekrapport naar de diverse opties⁸ met de conclusie dat geen aanvullende maatregelen nodig zijn om 4 tot 10 GW windvermogen in het Nederlandse systeem in te passen; inpassing van 10 GW en meer zou mogelijk zijn onder bepaalde voorwaarden (interconnectie, mogelijkheden tot export, goed functionerende West-Europese markt, beter regelbare basislastproductie, groei van de vraag). De *noodzaak* van opslag is, met andere woorden, niet onomstotelijk aangetoond.

Wel is er een *business case* te maken van een grootschalige opslagfaciliteit. Het genoemde rapport spreekt van ‘aanzienlijke besparing op de operationele (brandstof-)kosten’. Een actieve betrokkenheid van overheid of gereguleerde sector lijkt hier echter niet voor de hand te liggen.

De Raad heeft in het Brandstofmix advies zorgen geuit over de inpasbaarheid van windvermogen boven 5.000 MW en heeft daarom KEMA gevraagd om, als deel van een bredere en gedetailleerdere studie naar grootschalige energieopslag, te kijken naar de mate waarin grotere hoeveelheden windenergie in het Nederlandse systeem kunnen worden opgenomen. Met andere woorden: de mogelijkheid om, bij periodes van veel wind en weinig elektriciteitsvraag het surplus aan windenergie in het Nederlandse park op te vangen door terug te regelen of te exporteren naar het buitenland. Belangrijke aannames hierin zijn de flexibiliteit van het Nederlandse park en de mogelijkheden voor export naar het buitenland, juist op die momenten van veel aanbod en weinig vraag. De tabel hiernaast geeft de belangrijkste conclusies weer.

8 – Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland, Energietransitie, februari 2008. De Energieraad (*Brandstofmix in beweging*) komt op een elektriciteitsvraag van 140 TWh in 2020 (piekvraag 24 GW) onder aanname van een economische groei van 3% en een hoog besparingstempo van 2% per jaar.

Tabel 3 Het ‘teveel’ aan geproduceerde windenergie

(als percentage van wat er extra geproduceerd zou kunnen worden, bij toenemende windenergiecapaciteit ¹)

Export- potentieel in MW ^{2,4}	Groei elektriciteits- vraag in % ³	Percentage teveel	Percentage teveel
		aan wind bij wind- capaciteitstoename van 6.000 – 9.000 MW	aan wind bij wind- capaciteitstoename van 9.000 – 12.000 MW
2.000	13	30	40
	25	26	36
5.000	13	20	32
7.600	13	9	20
Extra windproductie- potentieel in TWh/a		17 → 26 = 9	26 → 34 = 8

- 1 Bij groeiende hoeveelheden geïnstalleerd windvermogen gaat van de marginale meerproductie aan windenergie een hoeveelheid verloren omdat dit niet geaccomodeerd kan worden. Deze verloren marginale windenergieproductie is weergegeven als percentage van wat er extra geproduceerd zou kunnen worden, in de tabel het *extra windproductiepotentieel* genoemd.
- 2 Het gaat hier uitdrukkelijk niet om de technische interconnectiecapaciteit, maar om het *exportpotentieel*: dat wat er geëxporteerd kan worden in periodes van veel aanbod en weinig vraag.
- 3 Het gaat hier om de groei in de vraag naar elektriciteit in de periode tot en met 2020.
- 4 Hierbij is aangenomen dat er een *must run*-capaciteit is van rond de 10GW, op een totaal aan productiecapaciteit van iets minder dan 40GW.

De Raad heeft in zijn *Brandstofmixadvies*⁹ zorgen geuit over de verloren windproductie en de ongewenste neveneffecten die kunnen optreden bij grotere hoeveelheden windenergie. Zo kan er ontsparing ontstaan wanneer door een teveel aan windenergie de (industriële) warmtekrachtcapaciteit extra moet worden teruggeregeld. De KEMA-studie bevestigt deze zorg. De conclusie uit dit onderzoek is immers dat regelmatig de wind- of wkk-productie moet worden teruggeregeld om het systeem in balans te houden. KEMA gaat daarbij uit van realistische veronderstellingen over de beschikbare mogelijkheden voor de export van stroom indien het in heel Noordwest-Europa waait, bij een opgesteld vermogen aan windenergie groter dan 5.000 MW.

9 – *Brandstofmix in beweging*, op zoek naar een goede balans, januari 2008.

De hoeveelheid windproductie die dan verloren gaat hangt met name af van de hoeveelheid 'overige productie' die in bedrijf moet blijven (hetzij om de leveringszekerheid te garanderen, hetzij omdat de elektriciteitsproductie gekoppeld is aan de levering van proceswarmte).

De tabel geeft aan dat deze verliezen kunnen oplopen tot 40% bij grotere hoeveelheden windproductie.

Voor het opvangen van overschotten bij veel aanbod en weinig vraag zijn dus meer mogelijkheden:

- opslag van elektriciteit (bijvoorbeeld met een 'energie-eiland' of via ondergrondse pompsystemen), met als belangrijk nadeel dat deze gepaard gaat met aanzienlijke energieverliezen;
- opslag van elektriciteit in elektrische voertuigen (via nog te ontwikkelen betere batterijen);
- (gelijk-) stroomverbindingen met landen met veel waterkracht of met plaatsen waar het niet waait als het in Nederland waait;
- meer gasgestookte elektriciteitsopwekking, met als nadeel dat dit de kwetsbaarheid voor gasaanvoer uit geopolitiek minder stabiele gebieden nog groter maakt;
- productie van waterstof door kolenvergassing (met CCS) waarbij meer of minder elektriciteit of juist meer of minder gas geproduceerd wordt¹⁰.

De Raad vindt dat al deze opties bij de aanbevolen studie moeten worden betrokken teneinde meer inzicht te krijgen in de vraag wat de meest zinvolle (combinaties van) opties zijn om een grotere flexibiliteit te creëren. Overigens moet daarbij ook aan de orde komen op welk moment de kosten van extra windvermogen economisch en/of maatschappelijk niet meer te rechtvaardigen zijn door de hoeveelheid verloren windenergieproductie. Deze vraag krijgt extra betekenis door de veelgehoorde stelling dat windenergie voorrang moet krijgen op het net om zo te vermijden dat windenergieproductie verloren gaat. Voorrang op het net houdt namelijk nog geen voorrang op de markt in. Indien door te veel windproductie ander vermogen weggedrukt wordt, zal de

¹⁰ – Zie het briefadvies van de Energieraad over kolenvergassing: *Waterstof uit kolen*, september 2008.

groothandelsprijs voor elektriciteit op de markt nul of zelfs negatief kunnen worden. Het teveel aan windproductie heeft dan geen opbrengst en dat ondermijnt het rendement van de investering.

De op zee opgewekte windenergie moet aan land gebracht worden. Dit kan het meest efficiënt via een beperkt aantal verzamelpunten, zogenaamde 'stopcontacten op zee'.

Een dergelijke infrastructuur vergt grote investeringen. Globaal geschat zou de infrastructuur voor 6.000 MW windproductie op zee een investering vergen van 4 tot 5 miljard euro. Toch is dit, zeker voor de verder op zee gelegen locaties, goedkoper dan het individueel aansluiten van windparken. Vanwege de hoogte van de investeringen en de beheersing van de risico's zal de aanleg van een dergelijke infrastructuur gefaseerd moeten geschieden. De uitgifte van vergunningen moet daarop worden afgestemd via een uitgifte in blokken.

Vervolgens is uiteraard de vraag relevant wie de kosten van een dergelijke infrastructuur zou moeten dragen. Het zonder meer socialiseren¹¹ van deze kosten door het te beschouwen als een onderdeel van het hoogspanningsnet, dat – zoals bekend – uitsluitend door afnemers wordt betaald, leidt tot een aanzienlijke verhoging van de tarieven van Tennet. De waarde van de gereguleerde activa van Tennet zou hierdoor ongeveer verdubbelen. Vooral voor energie-intensieve industriële afnemers die in een internationaal concurrerende markt opereren is een dergelijke tariefstijging zeer bezwaarlijk. Het selectief toerekenen van deze kosten aan bepaalde afnemerscategorieën vergroot het tarieffeffect en is in de huidige structuur van de elektriciteitsmarkt naar de mening van de Raad problematisch.

De kosten van het transport, van de in windparken opgewekte stroom naar het openbare net, zijn op dit moment onderdeel van de (gesubsidieerde) kosten voor de windenergieproductie. Dit pleit ervoor om de kosten hiervan te blijven dekken via separate (en ook gedifferentieerde) tarieven voor het gebruik door windenergieproducenten.

¹¹ – Onder socialiseren wordt hier verstaan het dekken van kosten via de algemeen geldende tarieven. Dit dus in tegenstelling tot subsidiëren.

Er wordt wel opgemerkt, dat dit onredelijk is aangezien andere producenten geen transportkosten betalen. Dit is om twee redenen echter een onjuiste vergelijking:

- ook andere producenten moeten de kosten voor het aansluiten van hun installatie op het openbare net vergoeden;
- de hier genoemde transportkosten van wind op zee naar het land zijn zeer veel hoger dan de transportkosten die redelijkerwijs aan zowel centrale als decentrale productie op land zou kunnen worden toegerekend.

De keus hoe en door wie de transportkosten van wind op zee moeten worden gedragen is duidelijk een politieke; in het ene geval zullen elektriciteitsafnemers met deze kosten worden belast en in het andere geval zullen de kosten blijven doorwerken in de subsidies die nodig zijn om wind op zee rendabel te maken.

De Raad wil hierover geen voorkeur uitspeken, maar meent wel dat ervoor gewaakt moet worden dat het net op zee inefficiënt wordt door te weinig sturing bij de uitgifte van locaties. Ook moet voorkomen worden, dat er te gemakkelijk (omdat de kosten toch gesocialiseerd worden) gekozen wordt voor locaties die ver weg liggen.

Tennet gaat ervan uit dat een aantal van vier aanlandingspunten (in 2030) voldoende moet zijn om de stopcontacten voor de windparken (6 à 10.000 MW) op het Nederlandse deel van de Noordzee met het Nederlandse vasteland en de 380 kV-ring te verbinden¹².

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Balans handhaven, door middel van opslag of (gelijkstroom-) verbindingen met landen waar waterkracht is of het niet waait wanneer het in NL waait
- Back-upvermogen inpassen
- Ruimtelijke inpassing (aanwijzen locaties)
- Aanleg van 'stopcontacten op zee'

¹² – Visie 2030, bijlage bij het Kwaliteits- en capaciteitsplan 2008-2014, TenneT 2008

ONTWIKKELING 8

'WATERSTOF IN AARDGAS'

VERDUURZAMING GASGEBRUIK DOOR BIJMENGEN VAN WATERSTOF

Waterstof is een interessante energiedrager in een duurzame energiehuishouding: het kan uit uiteenlopende energiebronnen worden gefabriceerd (met duurzame elektriciteit, maar ook uit fossiele energie met CCS) en het kan lokaal emissievrij worden gebruikt (auto's, gebouwgebonden brandstofcellen). De Europese gasindustrie onderzoekt of en hoe het gassysteem kan worden gebruikt voor het transport en gebruik van grote hoeveelheden waterstof (project *Naturalhy*).

Recentelijk heeft de Energieraad geadviseerd¹³ om in Nederland een demonstratieproject te bouwen voor grootschalige kolenvergassing. Daarbij zou dan ook gedacht moeten worden aan de mogelijkheid om 'dual product'-centrales te bouwen (die gas of elektriciteit leveren) als alternatief voor meer traditionele kolencentrales.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- (Her-) investering in kwaliteit van leidingen en apparatuur
-

ONTWIKKELING 9

'NEDERLAND GASROTONDE VAN NOORDWEST-EUROPA' EEN MAINPORT VOOR GAS

Nederland vervult een belangrijke rol in de internationale gas- en energiemarkt en moet zich daarom ook ontwikkelen tot spil in de Noordwest-Europese gasrotonde. In Nederland vormt de uitbouw van de rotonde een 'icoon' van het energiebeleid (recentelijk ook in het Energierapport 2008 vastgelegd), waarmee een positieve bijdrage wordt geleverd aan de driehoek van het energiebeleid:

- *zeker* (borging van voorzieningszekerheid);
- *betaalbaar* (via een goedwerkende energiemarkt) en
- *schoon* (de transitie naar een duurzame energievoorziening).

¹³ – Briefadvies *Kolenvergassing*, juni 2008

Door Nederland zo aantrekkelijk mogelijk te maken als knooppunt voor de import, export, doorvoer, opslag en handel in gas, kan Nederland blijvend rendement halen uit de hier aanwezige kennis, infrastructuur en geografische ligging.

Dit rendement betaalt zich zowel economisch uit, als in termen van borging van publieke belangen: voorzieningszekerheid, efficiënte marktwerking en de verduurzaming van de energievoorziening, waarin gas in de komende jaren een cruciale rol zal spelen.

De Nederlandse economie is voor 60% van haar primaire energiebehoefte afhankelijk van gas. Dat is bijna het dubbele van de omliggende landen. Dit betekent dat het voor Nederland extra van belang is zorg te dragen voor een ongestoorde gasvoorziening. De aanwezigheid van een goede gasinfrastructuur (leidingen, bergingen, LNG-terminals) vergroot de leveringszekerheid van gas.

De *gasrotonde* bestaat uit het geheel aan gasinfrastructuur en hiermee verbonden installaties.

De afgelopen jaren is een groot aantal nieuwe elementen toegevoegd aan de gasrotonde:

- de BBL (interconnector met het Verenigd Koninkrijk);
- een aantal LNG-terminalprojecten (één terminal-Gate- wordt momenteel gebouwd);
- opslagprojecten;
- de TTF-handelsplaats.

Om de gasrotonde daadwerkelijk te ontwikkelen tot de mainport van de Europese gasmarkt zijn aanvullende investeringen nodig om de goede uitgangspositie van Nederland niet te verliezen aan de ons omliggende landen en ons te positioneren als de enige relevante gasrotonde van Noordwest-Europa, te midden van een aantal lokale rotondes.

Investeringen in de netten

De verwachte investeringen bedragen 1,5 tot 3 miljard euro, afhankelijk van de verwachte transitvolumes vanuit Noordoost-Europa (Noorwegen, Rusland) naar Noordwest-Europa (Nederland, Duitsland, VK, België, Frankrijk).

Investeringen in LNG-terminals

Het huidige aanbod betreft de GATE-terminal waarvan 12 bcm in ontwikkeling is. De investering bedraagt ongeveer 800 miljoen euro. GATE kan worden uitgebreid tot 16 bcm. Naast GATE zijn twee terminals in een studiefase met een totale additionele capaciteit van circa 20 bcm. Met de mogelijke uitbreiding van GATE en de twee extra terminals is in totaal een investering van zo'n 2 miljard euro gemoeid.

Investeringen in seizoensopslag

De verwachte ontwikkeling van het opslagpotentieel:

- uitbreiding bestaande bergingen in Norg en Grijskerk met een additioneel volume van 2 - 3 bcm;
- mogelijk ontwikkeling van het Bergermeerveld met een werkvolume van in totaal 3 tot 4 bcm, waarvan 1,5 tot 2 bcm als seizoensopslag op de markt aangeboden zal worden.

Het totale additionele marktaanbod komt hiermee op maximaal 5 bcm.

De totale marktvraag is echter ten minste 15 bcm. De investeringen voor 15 bcm opslagcapaciteit belopen ongeveer 7 miljard euro.

Investeringen in kortetermijnopslag

Voor de verdere ontwikkeling van een kortetermijnopslagfaciliteit in zoutcavernes (bijvoorbeeld Zuidwending) zal afhankelijk van de omvang een bedrag van ongeveer 0,5 miljard euro nodig zijn.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Een voldoende liquide markt
- Voldoende capaciteit van de binnenlandse netwerken en extra verbindingen met het buitenland
- Voldoende gasopslag
- Terminals en installaties voor hervergassing

ONTWIKKELING 10**'NEDERLAND FLEXWERKER'
FLEXIBILITEIT IN ELEKTRICITEIT ALS EXPORTPRODUCT**

In een goed functionerende (West-Europese) energiemarkt wordt ook de vermogensopbouw van elektriciteitscentrales gedeeld. Frankrijk en België kennen een groot aandeel (basislast, niet regelbaar) nucleair vermogen, Duitsland blijft (mede door de 'Atomausstieg') vooral op (basislast-, moeilijk regelbaar) kolen gebaseerd (49% in 2020¹⁴). Tegelijk hebben alle Noordzeelanden grote plannen met offshorewindenergie, die op middellange termijn rendabel kan zijn. De combinatie van veel (weinig flexibele) basislast met veel wisselvallig windaanbod maakt het aantrekkelijk om 'flexdiensten' te leveren. Nederland heeft door zijn gasinfrastructuur en zijn ervaring met snel regelbare gasgestookte centrales een goede uitgangspositie om die flexdiensten op de West-Europese markt te gaan aanbieden. Dit is ook de inzet van het scenario van het Regie Orgaan Energietransitie¹⁵. Het aanbieden van flexdiensten is niet alleen een kwestie van voldoende fysieke capaciteit, maar ook van een *adequate marktkoppeling*.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Voldoende interconnectie
- Voorrang voor flexdiensten op het net
- Beschikbaarheid van flexibel inzetbaar (aard-)gas
- Marktkoppeling
- Gedifferentieerde tariefzones

¹⁴ – IEA Policy Review Duitsland, IEA, 2007

¹⁵ – Duurzaamheid in een nieuwe economische orde, Regie Orgaan Energietransitie, oktober 2008

ONTWIKKELING 11**'NEDERLAND POWERHOUSE'
BULKELEKTRICITEIT ALS EXPORTPRODUCT**

Uit de vele recente marktinitiatieven blijkt dat Nederland een gewilde vestigingsplaats is voor elektriciteitscentrales. In juni 2008 telde ECN¹⁶ een vijftal concrete plannen voor kolen/biomassacentrales (op een totaal van 13 à 15 GW aan geplande centrales tot 2015). Een reden hiervoor zou kunnen zijn dat steeds strengere voorwaarden worden gesteld aan de thermische verontreiniging van oppervlaktewater waardoor vestiging van centrales aan rivieren (Duitsland, Oostenrijk) niet meer mogelijk is. Deze signalen leidden in het Energierapport tot het toekomstbeeld 'Powerhouse': een situatie waarin Nederland zijn vestigingsvoordelen voor kolencentrales (koeling door zeewater, kolenaanvoer in moderne diepzeehavens) verder uitbuit en stroom exporteert naar het omliggende buitenland, met name Duitsland. De Nederlandse concurrentiepositie wordt op termijn nog beter als de Duitse subsidies op gebruik van 'eigen' kolen in 2016 zijn afgebouwd. ECN schat dat een extra 1,5 GW-verbinding met Duitsland in totaal 12 TWh per jaar aan stroomexport kan betekenen. In het genoemde rapport van het Regie Orgaan wordt gesproken over 10 tot 20 TWh per jaar aan uitwisseling met landen waarmee nu al een transportverbinding is; het exportsaldo zou alleen positief zijn (2-6 TWh) als wkk-vermogen voorrang krijgt op de Nederlandse markt.

UITDAGING VOOR DE INFRASTRUCTUUR

- Uitbreiding interconnectie
- Versterkte verbindingen vanuit kustlocaties

¹⁶ – Nederland exportland elektriciteit? Nieuwe ontwikkelingen elektriciteitscentrales en effect Schoon en Zuinig, Seebregts en Daniëls, ECN Petten juni 2008

AANBEVELING**GEEF DE SECTOR RUIMTE VOOR 'TYPE II'-INVESTERINGEN**

De Raad bepleit om, zoals bovenstaande indeling aangeeft, de activiteiten van de gereguleerde sector niet te beperken tot de gereguleerde investeringen, maar de sector ook ruimte te geven voor 'type II'-investeringen. Ook bij deze investeringen zijn publieke belangen in het geding, namelijk het verbeteren van de toegankelijkheid van de betreffende installaties voor alle marktpartijen, dus ook de kleinere.

In de wetgeving is er geen belemmering voor dergelijke investeringen door de gereguleerde sector: de netwerkbedrijven. Het is dan ook vooral een zaak van de aandeelhouders van deze bedrijven om een actievere rol bij niet gereguleerde investeringen mogelijk te maken en ze ook te stimuleren wanneer ze economisch verantwoord zijn en een publiek belang ermee gediend is.

HET BEOORDELEN VAN INVESTERINGEN

Het beoordelen van een investering in de infrastructuur is veelal niet terug te brengen tot een 'harde' businesscase waaruit blijkt of de investering rendabel is. Investerings in infrastructuur vinden in meer of mindere mate hun rechtvaardiging in een visie op de langetermijnbehoefte aan infrastructuur. Dit geldt vooral voor investeringen die nodig zijn om bepaalde ontwikkelingen in de energievoorziening mogelijk te maken – investeringen die een randvoorwaarde zijn voor ontwikkelingen die nog op gang moeten worden gebracht, bijvoorbeeld elektrische auto's.

Zowel het private als het gereguleerde deel van de energiesector heeft met dit vraagstuk te maken. Hieronder beperken we ons tot het besluitvormingsproces in het gereguleerde deel van de sector: de netwerkbedrijven.

De eerste stap in het beoordelingsproces is het beoordelen van het maatschappelijk nut en de noodzaak van de investering. Hierin worden de redelijk goed te rammen kosten afgezet tegen de veel moeilijker aan te geven (maatschappelijke) baten. Gezien de vaak lange periode (dertig jaar of meer) waarin investeringen in de infrastructuur hun baten moeten opleveren, is de raming van de baten vaak zeer speculatief. Een risicoanalyse kan helpen

de risico's in kaart te brengen, maar bij het opmaken van de balans is vooral visie en overtuiging nodig om vast te stellen of een investering wenselijk en verantwoord is.

De tweede stap in het beoordelingsproces is de vaststelling of een investering in infrastructuur voor eigen rekening en risico van de investeerder kan worden gerealiseerd of dat de kosten hiervan geheel of gedeeltelijk moeten worden gesocialiseerd.

Bij het voor eigen rekening en risico investeren zal de investeerder een risicopremie vragen. Dit geldt ook voor netwerkbedrijven, als we meer ruimte willen bieden voor hun investeringen voor eigen rekening en risico. (Overigens is daarvoor nu al meer ruimte dan wordt benut.) De toezichhouders zouden zich niet moeten bemoeien met de risicopremie bij deze investeringen.

Het socialiseren van de kosten betekent in feite het grotendeels socialiseren van de risico's. De kapitaalkosten van deze investeringen zouden derhalve gebaseerd moeten zijn op die van risicoloze financiering

Voor de regulering zijn vooral de investeringen waarvan de kosten geheel of gedeeltelijk gesocialiseerd moeten worden – de gereguleerde investeringen – van belang.

Het verbeteren van het investeringsklimaat voor dit type investeringen stelt naar de mening van de Raad een aantal eisen:

- er moet een helder kader zijn voor het beoordelen van maatschappelijk nut en noodzaak van deze investeringen;
- er moet een werkbare toetsing zijn voor de efficiency van deze investeringen;
- er moet zekerheid zijn dat de met deze investeringen samenhangende lasten gedekt worden door de toegestane tarieven van de netwerkbedrijven.

EEN 'INFRASTRUCTUURPLAN ELEKTRICITEIT EN GAS'

Zoals reeds aangegeven vergt het beoordelen van het maatschappelijk nut en de noodzaak van gereguleerde investeringen een visie op langere termijn van de publieke infrastructuur. Bij het ontwikkelen van deze visie zouden

belanghebbenden betrokken moeten worden. De Energieraad meent dat hierbij een aanpak denkbaar is zoals bij de ontwikkeling en vaststelling van het structuurschema elektriciteitsvoorziening (SEV).

De ontwikkelde visie zou moeten worden vastgelegd in een *Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas*.

AANBEVELING

STEL EEN 'INFRASTRUCTUURPLAN ELEKTRICITEIT EN GAS' OP

In het plan worden de investeringen in infrastructuur voor de komende 10 jaar geschetst voor de gereguleerde investeringen, dat wil zeggen de investeringen die gesocialiseerd dienen te worden.

Het plan geeft de ontsluiting aan van de locaties voor centrale en decentrale opwekking van elektriciteit respectievelijk de aanvoer en opslag van gas.

In het plan worden de doelstellingen van het nationale energiebeleid afgewogen tegen de gevolgen hiervan voor de noodzakelijke infrastructuur. Deze afweging vereist een globale schatting van de hieruit voortvloeiende investeringen en de gevolgen hiervan voor de tarieven voor de gebruikers van de infrastructuur.

Voor de ontwikkeling van dit Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas zou het ministerie van Economische Zaken (EZ) verantwoordelijk moeten worden gesteld. EZ is immers het voor het energiebeleid verantwoordelijke ministerie.

Het voordeel van een infrastructuurplan is dat het ministerie van Economische Zaken de regiefunctie op zich kan nemen ten aanzien van de locatiekeuze voor de productie, in samenhang met de aanwezig en nog te realiseren infrastructuur.

De netbeheerders kunnen hiervoor voorzetten aanleveren.

De opstelling van het plan en de beoordeling van de reacties van belanghebbenden op de concepten zou ondersteund moeten worden door een adviesorgaan van onafhankelijke deskundigen.

Dit adviesorgaan (van het ministerie van Economische Zaken) kan de deskundigheid bieden die vereist is voor een goede beoordeling van alle facetten van het plan en de inbreng van de belanghebbenden.

Uiteindelijk zou het plan een kader moeten vormen voor de gereguleerde vervangings-, uitbreidings- en vernieuwingsinvestering in de elektriciteits- en gassector.

HET TOETSEN VAN DE UITVOERING VAN DE INVESTERINGEN

Bij het beoordelen van de efficiency van investeringen moet een onderscheid worden gemaakt tussen het beoordelen van *het ontwerp* en het beoordelen van *de realisatie*.

Er is een redelijke consensus over de conclusie dat de beoordeling van het ontwerp van infrastructuurprojecten door derden ondoenlijk is.

In het Verenigd Koninkrijk is geprobeerd consultants deze beoordelingen te laten doen. Het was geen succes; de uitkomsten vertoonden grote verschillen. Dat is eigenlijk ook niet zo verwonderlijk. Bij het minimaliseren van de *cost of ownership* spelen namelijk zo veel factoren een rol, dat de beoordeling feitelijk neerkomt op een beoordeling van de kwaliteit van de organisatie die het ontwerp heeft opgesteld.

De realisatie van de investeringen in de infrastructuur vallen vrijwel zonder uitzondering onder de aanbestedingsrichtlijn. Toetsing van de efficiency van de realisatie kan dus beperkt worden tot een (procedurele) toetsing van de toepassing van de richtlijn.

ZEKERHEID OVER DE DEKKING VAN DE FINANCIERINGSLASTEN

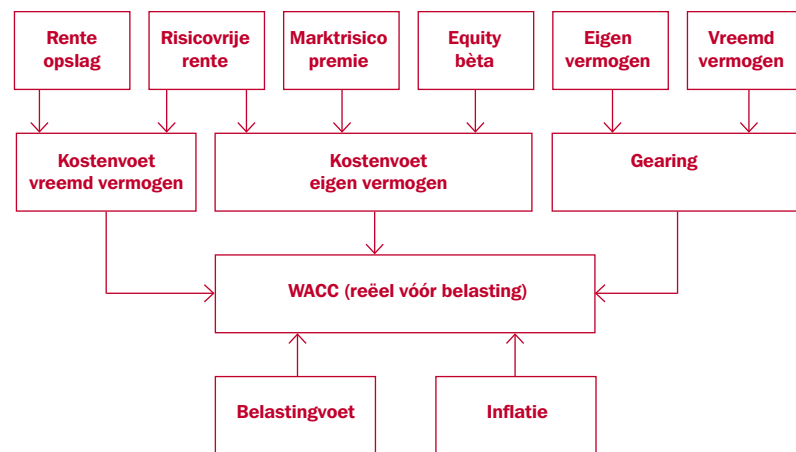
De huidige regulering biedt weinig zekerheid over de dekking van de financieringslasten van de investeringen die voor de publieke infrastructuur noodzakelijk worden geacht.

Dit is slecht voor het investeringsklimaat.

In beginsel wordt voor de gehele energiesector uitgegaan van een vergoeding van de financieringslasten gelijk aan de 'reële ofwel voor inflatie gecorrigeerde' *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) over een langere periode, vermeerderd met de actuele inflatie (die gelijk wordt gesteld aan de CPI) en een generieke korting voor de algemene productiviteitsverbetering ('frontier shift').

Overige individuele kortingen op dit uitgangspunt laten we hierbij even buiten beschouwing.

De 'reële' WACC wordt bepaald met het volgende, nogal theoretische model:



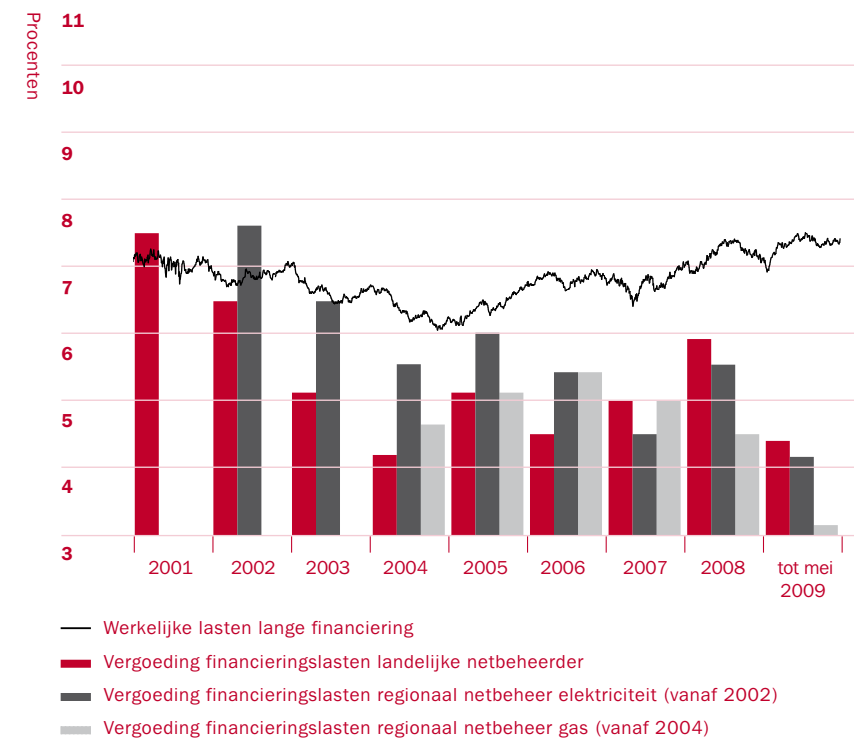
Met dit model, gemiddelde cijfers over een achterliggende periode van ongeveer vijf jaar en een normatieve verhouding eigen/vreemd vermogen (de *gearing*) wordt de 'reële' WACC bepaald. Deze normatieve kosten van de financiering kunnen de netwerkbedrijven verwerken in hun tarieven.

Aan dit model kleeft een aantal belangrijke bezwaren.

1 Het risico van oneigenlijke winsten of onredelijke verliezen

Bij een stabiele stroom van investeringen en niet al te grote schommelingen in de risicovrije rente (rente 10-jarige staatsobligaties) en de inflatie is het hanteren van een dergelijk model nog wel verdedigbaar. Wordt aan deze voorwaarden niet voldaan, dan ontstaan door het hanteren van een dergelijk model grote risico's in de financiering. De Raad is nagegaan hoe sinds 2000 de normatieve WACC plus CPI minus de 'frontiershift' verliep in vergelijking met de werkelijke kosten voor lange financiering. Hierbij is uitgegaan van de marktrente voor vreemd lang vermogen voor de BNG – de financier van Nederlandse gemeenten. Verder is uitgegaan van 40% eigen vermogen en 60% vreemd vermogen (de normatieve gearing die de Energiekamer hanteert voor de distributiebedrijven) en een vergoeding van 10% voor de beschikbaarstelling van eigen vermogen.

Tabel 4 Verschillen tussen normatieve en werkelijke financieringslasten



Uit deze vergelijking blijkt dat er belangrijke verschillen kunnen optreden tussen de normatieve en werkelijke financieringslasten. Deze kunnen leiden tot oneigenlijke winsten of onredelijke verliezen op financieringslasten. In ieder geval leidt het tot onzekerheid hetgeen slecht is voor het investeringsklimaat zeker ten tijde van grote investeringen die duidelijk afwijken van de normale stabiele investeringsstroom.

2 Risico effecten op eigen vermogen

Het werken met een normatieve gearing is een stimulans voor het verlagen van het percentage eigen vermogen in de onderneming. De vergoeding voor eigen vermogen is immers hoger dan die voor vreemd vermogen. Bovendien kan de verhouding eigen/vreemd vermogen sterk fluctueren afhankelijk van het niveau van de investeringen. Het compenseren van deze fluctuaties door van aandeelhouders te verlangen om eigen vermogen bij te storten, respectievelijk overtollig eigen vermogen aan aandeelhouders uit te keren geeft ook weer onzekerheden in de financiering van de betreffende ondernemingen die het investeringsklimaat niet bevorderen.

3 Overbodige indexatie

Het indexeren van de kapitaalslasten van investeringen met de CPI is wellicht verdedigbaar bij een continue stroom van investeringen in een stabiele situatie, maar niet bij investeringen die het resultaat zijn van veranderingen in de energiehuishouding. De lasten van deze investering liggen, indien de hierboven aangegeven aanbeveling voor de rentelasten wordt gevolgd, voor de afschrijvingstermijn van de investering vast en behoeven geen indexatie.

4 Onjuiste korting voor algemene productiviteitsverbetering

Het hanteren van een korting voor algemene productiviteitsverbetering is wederom misschien verdedigbaar bij een continue stroom van investeringen voor de instandhouding van het netwerk, maar voor belangrijke uitbreidingen kan er geen sprake zijn van een productiviteitsverbetering in de investering. Immers wanneer de investering is gedaan ligt deze vast en is geen productiviteitsverbetering meer mogelijk.

CONCLUSIE

INVESTERINGSKLIMAAT MOET VERBETEREN

HOU REKENING MET WERKELIJKE FINANCIERINGSLASTEN

Geconcludeerd moet worden dat er voor investeerders bij het huidige gereguleerde tariefbeleid grote onzekerheid is of de werkelijke kosten van vreemd vermogen wel gedekt worden door de toegestane doorberekening van financieringslasten. Deze onzekerheid is schadelijk voor het investeringsklimaat.

De Raad is dan ook van mening dat het hierboven aangegeven financieringsrisico moet worden weggenomen door de netwerkbedrijven toe te staan de werkelijk financieringslasten in de tarieven op te nemen. Hiertoe zou enerzijds een redelijke vergoeding voor het werkelijk eigen vermogen van de onderneming moeten worden vastgesteld en anderzijds een vergoeding voor de werkelijke kosten van vreemd vermogen voor de financiering van gereguleerde investeringen. Aan het in de regulering inbouwen van efficiëncyprikkels voor de financiering kleven naar de mening van de Raad meer nadelen dan voordelen. Zij kunnen gemakkelijk leiden tot onbedoelde financieringswinsten en -verliezen en zijn schadelijk voor het investeringsklimaat. Voorts mag toch verwacht worden dat de publieke aandeelhouders toezien op een efficiënte financiering van hun onderneming.

OVER DE AANSLUITPLICHT

Anders dan in de gassector bestaat er in de elektriciteitssector een aansluitplicht voor de netwerkbedrijven. Iedere klant moet, waar dan ook, elektriciteit kunnen krijgen of terug kunnen leveren. Voor het laatste stukje aansluitleiding kan wel een vergoeding worden gevraagd als de klant ver van het openbare net ligt, maar alle voorzieningen die in het openbare net nodig zijn om aan zijn verlangens tegemoet te komen zijn voor rekening van het netwerkbedrijf. De kosten hiervan worden gesocialiseerd.

Aan die aansluitplicht ligt de overweging ten grondslag dat iedereen recht heeft op elektriciteit. Elektriciteit is immers onmisbaar en er is geen alternatief, dit in tegenstelling tot gas. Deze overweging geldt voor de gebruikers van elektriciteit maar niet voor de teruglevering. Individuele opwekinstallaties zijn immers niet onmisbaar en voor elektriciteitsopwekking zijn er altijd meer opties.

Intussen heeft echter de opvatting postgevat dat er ook voor de teruglevering sprake zou moeten zijn van een aansluitplicht.

De Raad meent dat de vraag aan de orde moet komen of dit terecht is, nu er steeds meer teruglevering van veraf gelegen klanten aan de orde is.

Na discussie hierover met betrokkenen is de Raad voorstander van de volgende aanpak:

- voor teruglevering is er sprake van een aansluitplicht voor vermogens kleiner dan x maal de aansluitwaarde voor levering met een maximum van 1 MW;
- in het Infrastructuurplan dient te worden aangegeven welke gebieden of locaties door de openbare infrastructuur worden ontsloten voor centrale productie en decentrale productie groter dan 1 MW;
- de kosten van de aansluiting op het aldus gedefinieerde openbare net zijn voor rekening van de producenten (zoals ook nu het geval is).

Deze aanpak zou nader moeten worden uitgewerkt en in de regulering moeten worden vastgelegd.

AANBEVELING**EEN NIEUW REGIEM VOOR DE REGULERING EN TOEZICHT**

Op grond van voorgaande analyse pleit de Raad voor een nieuw regiem voor de regulering en het toezicht.

- 1 Voor alle netwerkbedrijven zou gekozen moeten worden voor een afzonderlijke regulering en toezicht voor de operationele kosten (OPEX) en de kapitaalskosten (CAPEX). Het systeem van regulering en toezicht dat de Raad bepleit is in grote lijnen gelijk aan het huidige systeem van regulering en toezicht voor Gasunie.
 - 2 Voor de operationele kosten is benchmarking een goed instrument om de efficiency van netwerkbedrijven te beoordelen en te bevorderen.
 - 3 Voor de gereguleerde investeringen geldt dat deze zijn toegestaan mits ze passen binnen het vastgestelde Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas.
 - 4 De toegestane gereguleerde investeringen moeten gefinancierd kunnen worden zonder risico's die voortvloeien uit de regulering. Voorts moeten de kosten hiervan kunnen worden doorberekend in de tarieven. Wat dit naar de mening van de Raad in beginsel betekent voor de regels voor de bepaling van kapitaalslasten is hierboven al aangegeven. Het zou wenselijk zijn dit door een aantal experts in ondernemingsfinanciering nader uit te laten werken. Deze regels
-

zouden vervolgens moeten worden vastgelegd in een algemene maatregel van bestuur.

- 5 Het ministerie van Economische Zaken moet verantwoordelijk worden gesteld voor het ontwikkelen en vaststellen van het hierboven beschreven Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas middels een aanpak en procedure die vergelijkbaar is met die voor het huidige Structuurschema Elektriciteitsvoorziening. Belanghebbenden moeten gelegenheid krijgen hun mening over dit plan in te brengen. Daarnaast dient het ministerie van Economische Zaken de regie te hebben over het proces dat moet leiden tot een overeenstemming met het ministerie van VROM (vanwege de consequenties voor ruimtelijke ordening en milieubeleid) en het ministerie van Financiën (vanwege de financiële gevolgen voor de staatsdeelnemingen). De uiteindelijk vastgestelde plannen vormen het toegestane kader voor de gereguleerde investeringen van de netwerkbedrijven.
 - 6 De taak van de Energiekamer zou in deze (los van de taken op het gebied van de mededinging) beperkt moeten worden tot het efficiencytoezicht op de OPEX en het toezicht op de realisatie van de gereguleerde investeringen (toetsen van de door de netwerkbedrijven toegepaste aanbestedingsprocedures).
 - 7 Tenslotte dient de zogenaamde aansluitplicht in de elektriciteitssector nader gezien en aangepast te worden, conform bovenstaande analyse.
-

ROL VAN DE INFRASTRUCTUUR IN DE TOEKOMST

Voor dit advies heeft de Raad uitgebreider gekeken naar de nieuwe uitdagingen voor de infrastructuurbedrijven. Allereerst staan de distributiebedrijven voor de opgave om tijdig grote delen van het net te vervangen die na zestig jaar en meer aan het einde van hun technische levensduur zijn gekomen. Naar schatting gaat dit over een langere periode (langer dan tien jaar) zo'n 300 miljoen euro per jaar aan vervangingsinvesteringen vergen.

Daarnaast is er sprake van investeringen in de gas- en elektriciteitsinfrastructuur voor uitbreiding en vernieuwing in de energiesector, mede als gevolg van het energiebeleid. De Raad heeft de gevolgen van een aantal mogelijke ontwikkelingen voor de infrastructuur verkend. De belangrijkste resultaten hiervan zijn onderstaand kort samengevat.

Tabel 5 (Extra) investeringen in infrastructuur als gevolg van een aantal mogelijke ontwikkelingen in de energiesector

Ontwikkelingen in de NL-energiemarkt	E	1 miljoen micro-wkk-ketels	Beperkt
		1 miljoen zonnedaken	Beperkt
		1 miljoen warmtepompen	1 - 2 miljard euro
		1 miljoen elektrische auto's	1 - 2 miljard euro
		1 miljoen airco's	Beperkt
		10.000 MW wind	Stopcontact op zee 4-5 miljard euro Grootschalige opslag 1,6-2,4 miljard euro
Positie NL in de EU-energiemarkt	E	Nederland 'flexwerker'	Beperkt
		Nederland 'powerhouse'	Beperkt
	G	NL gasrotonde	11-12,5 miljard euro

E = Elektriciteit, G = Gas

Bron: Energieraad

De bestaande goedgekeurde investeringsprogramma's van Tennet en Gasunie zijn in deze cijfers niet meegenomen, evenals de gangbare investeringen in de distributienetten voor de aansluiting van nieuwe klanten en onderhoud van de netten.

De conclusie uit het hiernaast gegeven overzicht is enerzijds dat binnen de bestaande en nu geplande infrastructuur veel ontwikkelingen zonder grote investeringen in de gereguleerde infrastructuur mogelijk zijn. Aan de andere kant moet ook geconcludeerd worden dat een aantal ontwikkelingen zeer aanzienlijke investeringen kunnen vergen. De Raad plaatst hierbij enkele kanttekeningen.

- Grootschalig gebruik van *warmtepompen* is alleen in nieuwe wijken goed mogelijk. De hiervoor benodigde extra infrastructuur zal dus onderdeel kunnen vormen van de wijkontwikkeling.
- De aangegeven investering voor *elektrische auto's* is nodig, indien gekozen wordt voor het opladen van de accu's bij oplaadpunten. Indien deze oplaadpunten intelligent zijn, is minder investering in infrastructuur nodig. In dat geval bedragen de investeringen in infrastructuur circa 1 miljard euro. Om de elektrische auto die oplaadpunten nodig heeft kansrijk te maken, zal circa 50% van de genoemde bedragen als voorinvestering nodig zijn. Wordt daarentegen gekozen voor elektrische auto's met wisselaccu's dan zijn de investeringen in infrastructuur een stuk lager.
- Een infrastructuur voor *windenergieproductie op zee* vergt grote investeringen. Toch is dit zeker voor de verder op zee gelegen locaties goedkoper dan het individueel aansluiten van windparken. Gezien de aangegeven bedragen vergt het beheersen van de risico's van de aanleg van een dergelijke infrastructuur een gefaseerde aanpak. De uitgifte van vergunningen zou hierop moeten worden afgestemd door deze in blokken uit te geven. Het zonder meer socialiseren van de kosten van deze infrastructuur door het te beschouwen als een onderdeel van het hoogspanningsnet dat – zoals bekend – uitsluitend door afnemers wordt betaald, zou een aanzienlijke toename van de tarieven van Tennet tot gevolg hebben. De waarde van de gereguleerde activa van Tennet zou hierdoor ongeveer verdubbelen. Bedacht moet worden dat de transportkosten van de opgewekte stroom naar het openbare net, nu onderdeel zijn van de subsidies voor de windenergieproductie. Dit pleit ervoor om de kosten van het netwerk op zee te dekken door het hanteren van separate tarieven voor het gebruik ervan. Deze tarieven blijven onderdeel van de subsidieregelingen.

- De Raad heeft speciale aandacht besteed aan de vraag of *grootschalige opslag* of andere vormen van buffering, zoals ‘supergrid’-verbindingen, nodig zijn om de doelstelling 10.000 MW wind haalbaar te maken. KEMA heeft hiernaar, in opdracht van de Raad en een aantal energiebedrijven, een onderzoek verricht. De conclusie uit dit onderzoek is dat bij realistische veronderstellingen (over de beschikbare mogelijkheden voor de export van stroom, indien het in Noordwest-Europa waait, bij een opgesteld vermogen aan windenergie groter dan 5.000 MW) regelmatig de windproductie zou moeten worden teruggeregeld om het systeem in balans te houden. In het gebied tussen 6.000 en 12.000 MW zou 20-40% van de extra geproduceerde elektriciteit uit wind verloren gaan. De hoeveelheid windproductie die hierdoor verloren gaat hangt met name af van de veronderstelling die gemaakt wordt over de hoeveelheid ‘overige productie’ die in bedrijf moet blijven (‘must run’, hetzij om de leveringszekerheid te garanderen, hetzij omdat de elektriciteitsproductie gekoppeld is aan de levering van proceswarmte). Ook ‘must run’-wkk zou kunnen worden teruggeregeld, maar dit gaat ten koste van de energiebesparing. Dit bevestigt de zorg die de Raad in het Brandstofmix-advies al geuit heeft over de inpassing van windvermogen boven 5.000 MW.
- De vraag of de verloren windproductie de *investering in grootschalige opslag* of andere vormen van buffering rechtvaardigt, hangt dus sterk af van de inzichten over de regelbaarheid van de overige productie in de toekomst. De Raad beveelt aan nader onderzoek hiernaar te doen en tevens na te gaan wat de meest zinvolle opties zijn om meer flexibiliteit te creëren.
- Er zijn in principe meerdere opties om meer flexibiliteit te creëren: aan de aanbodkant (via flexibele kolenvergassing), aan de vraagkant (via de accu’s van elektrische auto’s), door de opslag van elektriciteit (via een ‘energie-eiland’ of ondergrondse pompsystemen), door verbindingen aan te leggen met landen waar veel waterkracht is of met landen waar het niet waait als het in Nederland wel waait (het ‘supergrid’).
- Een belangrijk deel van de genoemde investeringen in de *gasrotonde* hangen samen met de bouw van LNG-terminals en het realiseren van voldoende opslagmogelijkheden om een volwaardig knooppunt te worden in de Europese gasmarkt. In het algemeen zullen deze voorzieningen door de vrije markt gerealiseerd kunnen worden.

Een deel van de aangegeven investeringen is alleen mogelijk indien de kosten hiervan gesocialiseerd worden. Voor deze z.g. geregleerde investeringen - die door de druk op de tarieven feitelijk worden ontmoedigd – is een verbetering van het investeringsklimaat dringend nodig. Dit vergt een aanpassing van de regulering. Rekening houdend met de hierboven gemaakte kanttekeningen zal overigens, ondanks de grote bedragen die genoemd worden, het effect van een toename van de geregleerde investeringen op energierekening beperkt zijn gezien het beperkte aandeel van dit type kosten in de energierekening.

Voor zowel de geregleerde als de niet-geregleerde investeringen is het voorts van wezenlijk belang dat deze investeringen tijdig gerealiseerd worden. De doorlooptijd is veelal lang, maar het tijdstip waarop de infrastructuur beschikbaar is zou geen belemmering mogen zijn voor de noodzakelijk geachte ontwikkelingen in de energiehuishouding. Ook om deze reden is voor alle investeringen in infrastructuur een verbetering van het investeringsklimaat wenselijk.

De Raad pleit er daarom voor de netwerkbedrijven meer ruimte te bieden om voor eigen rekening en risico te investeren in de niet-geregleerde infrastructuur indien een publiek belang hiermee gediend is. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn wanneer hierdoor de betreffende installaties eerder beschikbaar komen voor de markt of wanneer de vrije toegang ook voor kleinere marktpartijen beter verzekerd is.

In beide gevallen is de markt gebaat bij een rol van de netwerkbedrijven als (mede)investeerder in deze niet-geregleerde installaties.

EEN NIEUW REGULERINGSKADER

De noodzaak van investeringen in de infrastructuur – ook die voor geregleerde investeringen – kan niet of nauwelijks projectgewijs worden beoordeeld. Het afwegen van de kosten tegen de (maatschappelijke) baten wordt enerzijds bemoeilijkt door de vaak lange periode (dertig jaar of meer) waarin de investeringen hun baten moeten opleveren. Hierdoor is de raming van deze baten vaak zeer speculatief. Anderzijds zijn er veelal ook baten (zoals voorzieningszekerheid of het bevorderen van de transitie naar meer duurzame energiesystemen) die moeilijk van een prijskaartje kunnen worden voorzien. De Energieraad is dan ook van mening dat voor het beoordelen van het maatschappelijk nut en noodzaak van geregleerde investeringen een periodiek opgesteld *Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas* de basis zou moeten zijn. Voor de ontwikkeling van dit Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas zou EZ verantwoordelijk moeten worden gesteld. EZ is immers het voor

het energiebeleid verantwoordelijke ministerie. In dit plan worden de investeringen in infrastructuur voor de komende tien jaar geschetst voor de gereguleerde investeringen, dat wil zeggen de investeringen waarvan de kosten gesocialiseerd dienen te worden.

Het plan geeft de ontsluiting aan van de locaties voor centrale en decentrale opwekking van elektriciteit, respectievelijk voor de aanvoer en opslag van gas. In het plan worden de doelstellingen van het nationale energiebeleid afgewogen tegen de gevolgen hiervan voor de noodzakelijke infrastructuur. Deze afweging vereist ook een globale schatting van de hieruit voortvloeiende investeringen en de gevolgen hiervan voor de tarieven voor de gebruikers van de infrastructuur.

Het Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas levert een helder kader voor de investeringen in de infrastructuur. Indien daarnaast de zekerheid bestaat dat de kapitaalslasten van de hiermee gemoeide investeringen gedekt worden ontstaat een stimulerend investeringsklimaat.

Dit vergt aanpassing van het reguleringskader.

- 1 Voor alle netwerkbedrijven zou gekozen moeten worden voor een afzonderlijke regulering en toezicht voor de operationele kosten (OPEX) en de kapitaalskosten (CAPEX). Het systeem van regulering en toezicht dat de Raad bepleit is in grote lijnen gelijk aan het huidige systeem van regulering en toezicht voor Gasunie.
- 2 Voor de operationele kosten blijft benchmarking het instrument om de efficiency van netwerkbedrijven te beoordelen en te bevorderen.
- 3 Voor de gereguleerde investeringen geldt dat deze zijn toegestaan mits ze passen binnen het vastgestelde Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas.
- 4 De toegestane gereguleerde investeringen moeten gefinancierd kunnen worden zonder risico's die voortvloeien uit de regulering. De eenvoudigste manier om dit te bereiken is om toe te staan dat de werkelijke kosten van de financiering met eigen en vreemd vermogen worden doorberekend in de tarieven.

Dit voorstel betekent dat afgestapt wordt van het complexe normatieve systeem voor de bepaling van kapitaalslasten met discutabele indexeringen en kortingen die grote risico's op het gebied van de financiering tot gevolg kunnen hebben.

In dit advies is aangetoond dat dit systeem in de afgelopen periode tot grote financieringsrisico's heeft geleid, met alle schadelijke gevolgen voor het investeringsklimaat van dien. In de huidige onzekere financiële markten zijn deze risico's helemaal fnuikend voor het investeringsklimaat.

Voorts houdt dit voorstel in dat de Energiekamer – naast haar taken op het gebied van de mededinging – een beperktere rol krijgt (efficiencytoezicht op de operationele kosten en op de realisatie van de toegestane gereguleerde investeringen). Bij dit laatste gaat het feitelijk om het toetsen van de door de netwerken bedrijven toegepaste aanbestedingsprocedures.

AANPASSEN AANSLUITPLICHT VOOR PRODUCENTEN

Om te kunnen weten waar in de infrastructuur wel en waar niet geïnvesteerd moet worden, bepleit de Raad de aansluitplicht in de elektriciteitssector te heroverwegen.

Aan deze aansluitplicht ligt de overweging ten grondslag dat iedereen recht heeft op elektriciteit. Elektriciteit is immers onmisbaar en er is geen alternatief, dit in tegenstelling tot gas. Deze overweging geldt voor de gebruikers van elektriciteit, maar niet voor de teruglevering door producenten. Individuele opwekinstallaties zijn immers niet onmisbaar en voor elektriciteitsopwekking zijn er altijd meer opties. Intussen heeft echter de opvatting postgevat dat er ook voor de teruglevering sprake zou moeten zijn van een aansluitplicht. De Raad meent dat de vraag aan de orde moet komen of dit terecht is, zeker omdat in de elektriciteitssector de netwerkkosten alleen en geheel door de gebruikers van elektriciteit worden betaald. Voor aansluitingen voor productie is geen enkele vergoeding verschuldigd.

De Raad beveelt enkele veranderingen aan.

- Voor klein decentraal vermogen geldt een aansluitplicht (bijvoorbeeld voor vermogens kleiner dan x maal de aansluitwaarde voor levering, met een maximum van 1 MW).
- In het Infrastructuurplan wordt aangegeven welke gebieden of locaties door de openbare infrastructuur ontsloten worden voor zowel centrale productie als voor decentrale productie.
- De kosten van de aansluiting op het aldus gedefinieerde openbare net zijn voor rekening van de producenten (zoals nu ook het geval is).

Deze aanpak zou moeten worden uitgewerkt en in de regulering vastgelegd.

BIJLAGE 1

ADVIESAANVRAAG

Aan:
 Algemene Energieraad
 T.a.v. de heer ir. P. Vogtländer, voorzitter
 Postbus 11723
 2502 AS Den Haag

Geachte heer Vogtländer,

In het op 18 juni 2008 aan de Tweede Kamer uitgebrachte Energierapport 2008 (TK 2007 - 2008, 31 510, nr.1) is uitvoerig aandacht besteed aan het belang van meer flexibele en innovatieve energienetwerken om de transitie naar een duurzame energiehuishouding te realiseren. Zie hiervoor onder andere de paragrafen 3.4 en 4.4 van het rapport.

Voorts is in paragraaf 4.4.2 de navolgende passage opgenomen:

“De elektriciteits- en gasnetten zijn natuurlijke monopolies en worden daarom gereguleerd. Om hun rol in de transitie naar een duurzame energiehuishouding goed te kunnen vervullen is naast onafhankelijkheid, klantgerichtheid en professioneel bestuur en aandeelhouderschap, ook een toekomstgericht reguleringskader van belang. Het in de jaren negentig ontwikkelde reguleringsmodel functioneert op hoofdlijnen goed en heeft de afgelopen jaren geleid tot een efficiënter netbeheer en substantiële welvaartswinst, terwijl de betrouwbaarheid van het transport onveranderd hoog is gebleven.

Tegelijkertijd moet geconstateerd worden dat netbeheerders mede vanwege de vormgeving van het reguleringskader onvoldoende in staat blijken te zijn om adequaat in te spelen op de marktdynamiek. De aansluitproblemen in het Westland en het Noorden van Nederland zijn daar voorbeelden van. Door de verdere verduurzaming, netwerkinnovatie en internationalisering zal de dynamiek nog verder toenemen en is het des te meer nodig dat de netten de transitie naar een duurzame energiehuishouding goed kunnen faciliteren. Daarbij is van groot belang dat de kosten eerlijk worden verdeeld en recht wordt gedaan aan het kostenveroorzakingsprincipe, dat bepaalt dat de transporttarieven worden betaald door degene die de transportkosten veroorzaakt.

Momenteel wordt er langs verschillende lijnen gewerkt aan het oplossen van actuele problemen. Er worden investeringen in de netwerken gedaan om knelpunten weg te nemen en congestiemanagement wordt voorbereid voor waar dat nodig is. Tevens wordt een wetsvoorstel voorbereid dat duurzame energie voorrang geeft op het net. De beoordeling van nut en noodzaak van aanmerkelijke investeringen door netbeheerders komt bij de minister van Economische Zaken te liggen, terwijl de NMa deze investeringen beoordeelt op efficiëntie. Het kabinet is van mening dat naast deze maatregelen een meer fundamentele beoordeling van de toekomstbestendigheid van het reguleringskader nodig is. Daarbij moet het gehele wettelijke en institutionele kader waarbinnen netwerkbedrijven opereren worden onderzocht op mogelijke verbeteringen met het oog op verduurzaming, marktfacilitering, efficiëntie en innovatie. Het kabinet zal de AER om een advies vragen. Waar nodig zal op deelonderwerpen nader onderzoek worden uitgevoerd en zullen marktpartijen en deskundigen worden geraadpleegd. In 2009 zal het kabinet op basis van de adviezen, onderzoeken en conclusies voorstellen doen voor eventuele structurele aanpassingen van het reguleringskader”.

Met het oog hierop verzoek ik u mij te adviseren over de navolgende aspecten – met als kanttekening dat ik hierbij niet alleen doel op elektriciteits-, maar ook op gasnetten.

Daarnaast merk ik op dat waar ik hierna spreek over het reguleringskader, ik in het bijzonder doel op de basisprincipes van de regulering en de hoofdlijnen van het wettelijk en institutioneel kader.

1. Wat zijn in de visie van de Raad de (technische) kenmerken van de benodigde toekomstige netwerken in 2020 en 2050 met het oog op de transitie naar een meer duurzame en flexibele energievoorziening? Wat betekent dit voor de investeringen die de komende decennia in de netwerken en aanverwante infrastructuur gedaan moeten worden?
2. Welke aanpassingen van of aanvullingen op het nu geldende reguleringskader zijn volgens de Raad nodig om te komen tot de voor een duurzame energiehuishouding noodzakelijke energienetwerken, uiteraard ook rekening houdend met de betaalbaarheid en betrouwbaarheid van deze netwerken?

3. Wat is naar het oordeel van de Raad een juiste rolverdeling tussen publieke partijen (waaronder verschillende overheden), private partijen en toezichthouders bij het toekomstbestendig maken van de energienetwerken? De Raad wordt gevraagd daarbij ook aandacht te besteden aan aspecten als financiering van investeringen en effecten op de waarde van de energienetwerken.
4. Welke maatregelen zouden naar het oordeel van de Raad genomen moeten worden om ervoor te zorgen dat netbeheerders adequater zullen inspelen op marktontwikkelingen op de korte en de lange termijn, rekening houdend met het kostenveroorzakingsprincipe?
5. Welke concrete stappen adviseert de Raad de regering te nemen voor eventuele structurele aanpassingen van het reguleringskader en andere maatregelen om de toekomstige functionaliteit te borgen?

Ik verzoek u mij uiterlijk april 2009 hierover advies uit te brengen.

Mijn contactpersoon voor deze adviesaanvraag is ir. R. Korthof van de directie Energiemarkt.

Hoogachtend,

Maria J.A. van der Hoeven,
minister van Economische Zaken

BIJLAGE 2 FLEXIBILITEIT, INTERCONNECTIE EN ENERGIEOPSLAG

INLEIDING

Een conclusie uit het advies van de Energieraad over de brandstofmix¹⁸ is dat er bij een groot aandeel windenergie in de Nederlandse energiemix (bijvoorbeeld bij 40%) de situatie zich voordoet dat in periodes van veel wind en geringe elektriciteitsvraag er een overschot aan windenergie kan ontstaan. Dat wil zeggen dat de productie-eenheden die niet teruggeregeld kunnen worden, ook wel *must-run* genoemd, tezamen met de geproduceerde windenergie meer produceren dan er op dat moment aan vraag is. Dit zou onder andere kunnen inhouden dat efficiënte wkk of duurzame energie uit biomassa wordt weggedrukt, of dat windmolens om deze reden stil moeten worden gelegd.

De Raad geeft aan dat opslag een mogelijkheid is om dit probleem op te vangen, maar ook dat dit gepaard gaat met aanzienlijke investeringen en substantiële energieverliezen. Het is onduidelijk of en in welke mate een dergelijk surplus geëxporteerd kan worden naar het buitenland. Immers, er is een correlatie in opgewekt windvermogen tussen Nederland en omliggende landen. Hierin speelt de flexibiliteit van de elektriciteitsvoorziening in Nederland, maar ook die in de omliggende buitenlandse landen een cruciale rol. Ook in de Tweede Kamer is deze problematiek aan de orde geweest. De minister van Economische Zaken heeft in juni 2007 de Kamer toegezegd een onderzoek te zullen doen naar de mogelijkheden van grootschalige opslagsystemen. Ondertussen hebben partijen, onder andere marktpartijen als energieproductiebedrijven en projectontwikkelaars, de afgelopen periode om ondersteuning van de overheid gevraagd voor specifieke elektriciteitsopslagsystemen.

ENERGIETRANSITIESTUDIE

In de door de minister toegezegde en eind februari aan de Kamer aangeboden¹⁹ studie, hierna de *Energietransitiestudie*²⁰, komt een drietal alternatieven voor grootschalige energieopslag aan de orde: energie-eiland, ondergrondse pompaccumulatie en de 'compressed air storage'. Daarnaast

¹⁸ – *Brandstofmix in Beweging, op zoek naar een goede balans*, Energieraad, januari 2008

¹⁹ – Kenmerk ET/ED/8011708, 26 februari 2008

²⁰ – *Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland*, Energietransitie, februari 2008

wordt grootschalige opslag vergeleken met twee andere opties, NorNed2 en het verder flexibiliseren van de wkk.

Grootschalige opslag kan, volgens dit rapport, belangrijke baten opleveren: het voorkomen van weggegooid energie, de opbrengsten van de levering van regel- en reservevermogen, en het vermijden van het investeren in STEG.

Een algemene conclusie van het onderzoek is dat er in 2020 4GW tot 10GW aan wind in het Nederlandse productiepark kan worden geïntegreerd zonder aanvullende maatregelen. Ook voor de betrouwbaarheid van het systeem zou grootschalige opslag niet noodzakelijk zijn.

Hoewel de baten van grootschalige opslag bij verschillende partijen terechtkomen, zijn het toch vooral de marktpartijen die moeten beoordelen of het een *business case* is.

Een belangrijke aanbeveling in dit rapport is bovendien dat nieuwe centrales bij voorkeur flexibel zouden moeten zijn. Dit sluit aan op de initiatieven die de Raad heeft ontwikkeld omtrent de kolenvergassing / multi-product centrale²¹.

KEMA-STUDIE

Een belangrijk aannamen in de energietransitiestudie is niet alleen dat er voldoende interconnectiecapaciteit met het buitenland is, maar ook dat het teveel aan windenergie daadwerkelijk geëxporteerd kan worden. De Raad geeft in het Brandstofmixadvies al aan dat dit een belangrijke en onzekere aannamen is die verder uitgezocht moet worden.

De Raad heeft dan ook aan KEMA gevraagd, als deel van een bredere en meer gedetailleerder studie naar grootschalige energieopslag, te kijken naar de mate waarin grotere hoeveelheden flexibele windenergie in het Nederlandse systeem kunnen worden opgenomen. Het gaat hier om een statische analyse van de flexibiliteit van het Nederlandse systeem, inclusief de mogelijkheden van export. De integrale studie, in opdracht van Nederlandse elektriciteitsbedrijven, richt zich op het nut en de noodzaak van grootschalige energieopslag via een dynamische analyse op basis van een marktmodel.

ALGEMENE OPZET KEMA-ANALYSE

De hoofdvraag richt zich op de mogelijkheid tot opname of export van grotere hoeveelheden windenergie door het Nederlandse park in 2020 (het zogenaamde *minimum load* problem). Daarnaast wordt ook gekeken naar de invloed hiervan op de *benodigde reserve capaciteit* en flexibiliteit om vraagveranderingen te volgen, de *load following flexibility*.

AANNAMES

Er worden aannames gedaan voor de opbouw van het productiepark in Nederland, België, Duitsland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen in het jaar 2020. Het gaat dan om de opbouw op basis van brandstofmix, maar ook om de flexibiliteit van het park door onderscheid te maken tussen flexibel en 'must run'-vermogen. Daarnaast wordt meegenomen wat er dan aan nu al bestaande en later nog te bouwen transportcapaciteiten beschikbaar zal zijn. De windproductie, en de correlatie tussen de ons omringende landen hierin, wordt op een kwartier- en uurbasis meegenomen.

Veel aanbod van elektriciteit op momenten van weinig vraag

Een belangrijke aannamen in dit deel van de analyse is het aandeel must run in de totale productiecapaciteit. Deze bedraagt in deze studie ongeveer 10GW, op een totaal elektriciteitsproductiepark van bijna 40GW. Zoals eerder aangegeven is ook de exportcapaciteit van belang, juist op die momenten waarop in Nederland een situatie van veel aanbod aan windenergie en weinig vraag dreigt. Het rapport analyseert deze exportpotentiëlen die zullen bestaan uit bestaande en nieuw te bouwen capaciteit naar andere landen en komt tot de tabel op de volgende pagina.

Tabel 6 Exportmogelijkheden naar het buitenland, juist op die momenten van veel wind en weinig vraag.

(Het gaat hier dus niet om technische interconnectiecapaciteit, maar om dat deel dat hiervan ingezet kan worden op deze cruciale momenten in het jaar)

Exporten naar:	Beschikbare exportcapaciteit (MW)			
	Optimistisch	Intermediate	Base	Pessimistisch
Noorwegen	1.400(1)	700(2)	700(2)	– (2)
Duitsland	2.700	1.300	300	–
België	2.500	2.000	–	–
Verenigd Koninkrijk	1.000	1.000	1.000	–
Totaal	7.600	5.000	2.000	0

1 Met tweede interconnectie met Noorwegen

2 Zonder tweede interconnectie met Noorwegen

CONCLUSIES KEMA-STUDIE

De belangrijkste conclusie betreft de hoeveelheid windenergie die per jaar niet opgenomen kan worden in het systeem en ook niet geëxporteerd kan worden. De marginale hoeveelheid aan 'te veel wind', uitgedrukt in percentages, is weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 7 Het 'teveel' aan geproduceerde windenergie

(als percentage van wat er extra geproduceerd zou kunnen worden, bij toenemende windenergiecapaciteit ¹)

Export- potentieel MW ^{2,4}	Groei elektriciteits- vraag in % ³	Percentage teveel aan wind bij wind- capaciteitstoename van 6000 – 9000MW	Percentage teveel aan wind bij wind- in capaciteitstoename van 9000 – 12000MW
2000	13	30	40
	25	26	36
5000	13	20	32
7600	13	9	20
Extra windproductie- potentieel in TWh/a		17 → 26 = 9	26 → 34 = 8

- Bij groeiende hoeveelheden geïnstalleerd windvermogen gaat van de marginale meerproductie aan windenergie een hoeveelheid verloren omdat dit niet geaccomodeerd kan worden. Deze verloren marginale windenergieproductie is weergegeven als percentage van wat er extra geproduceerd zou kunnen worden, in de tabel de *extra windproductiepotentieel* genoemd.
- Het gaat hier uitdrukkelijk niet om de technische interconnectiecapaciteit, maar om het *exportpotentieel*: dat wat er geëxporteerd kan worden in periodes van veel aanbod en weinig vraag.
- Het gaat hier om de groei in de vraag naar elektriciteit in de periode tot en met 2020.
- Hierbij is aangenomen dat er een *must run*-capaciteit is van rond de 10GW, op een totaal aan productiecapaciteit van iets minder dan 40GW.

Uit deze tabel blijkt dat bij windvermogens boven 6.000 MW 20-40% van het geïnstalleerde extra productievermogen niet kan worden geaccomodeerd. Hiermee worden de zorgen van de Raad, geuit in zijn *Brandstofmixadvies*²², over de inpasbaarheid van hoge windvermogens bevestigd.

²² - *Brandstofmix in beweging, op zoek naar een goede balans*, Energieraad, januari 2008.

PUBLICATIES ENERGIERAAD

Onderstaand overzicht gaat terug tot in 2000.
Op de website van de Energieraad staan ook de oudere adviezen.
(Bijna) alle publicaties zijn vanaf de website www.energieraad.nl te downloaden.



2009

Jaarverslag 2008
In de vorm van een brief aan de minister van Economische Zaken
5 juli 2009

Briefadvies Kredietcrisis
Briefadvies aan de ministers van EZ, OCW, VROM, WWI en Financiën
25 februari 2009

2008

Briefadvies Kolenvergassing
Briefadvies aan de minister van EZ en de minister van VROM
2 september 2008

Jaarverslag 2007

Ongemakkelijke boodschappen
ISBN/EAN 97 89 07 43 57 470
24 juni 2008

Biobrandstoffen:

Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
10 april 2008

Een prijs voor elke reis:

Een beleidsstrategie voor CO₂-reductie in verkeer en vervoer
Gezamenlijk advies van de Raad voor Verkeer en Waterstaat, de VROM-raad en de Energieraad
ISBN 978 90 8513 032 1
28 januari 2008

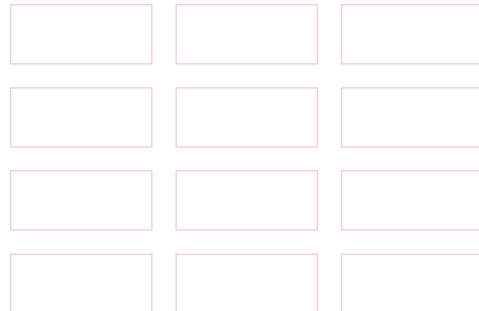
Brandstofmix in beweging:

Op zoek naar een goede balans
ISBN 978 90 74357 46 3
22 januari 2008

2007

Jaarverslag 2006:
Een nieuw energiebeleid op komst
ISBN 97 89 07 43 57 456
juni 2007

Energietechnologie voor de toekomst:
Leren en stimuleren
ISBN 978 90 74357 44 9
28 maart 2007



2006

Een graadje slimmer:
Naar nieuwe instrumenten voor energiebesparingsbeleid
ISBN 90 74357 43 1
13 november 2006

Jaarverslag 2005:
De adviezen in 2005 en het werkprogramma voor 2006
ISBN 90 74357 00 8
mei 2006

Concentrating Solar Power:
Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
3 maart 2006

2005

Energiek buitenlands beleid:
Energievoorzieningszekerheid als nieuwe hoofddoelstelling
Gezamenlijk advies van de Adviesraad Internationale Vraagstukken en de Energieraad
ISBN 90 74357 42 3
december 2005

Debat Evaluatienota Klimaatbeleid:
Verslag van een debat van de VROM-raad en de Energieraad
9 november 2005

Energiebesparingstempo:
Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
28 september 2005

Jaarverslag 2004:
Naar een nieuw evenwicht
ISBN 90 74357 41 5
6 juni 2005

Duurzame mobiliteit:
Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
11 mei 2005

Gas voor morgen:
Nederlandse beleidsopties in een veranderende mondiale en Europese gasmarkt
ISBN 90 74357 40 7
19 januari 2005



Reflecties:

N.a.v. discussies over advies 'Gas voor Morgen'
15 januari 2005

2004

Energietransitie:
Klimaat voor nieuwe kansen
Gezamenlijk advies van de VROM-Raad en de Energieraad
ISBN 90 8513 012 3
7 december 2004

Energiemarkten op de weegschaal:

Analyse
ISBN 90 74357 34 2
24 april 2004

Behoedzaam stroomopwaarts:

Beleidsopties voor de Nederlandse Elektriciteitsmarkt in Europees perspectief
ISBN 90 74357 38 5
15 april 2004

Jaarverslag 2003:

De adviezen in 2003 en werkprogramma 2004
ISBN 90 74357 37 7
april 2004

Net nog niet:

Over de organisatie en het eigendom van energienetten
ISBN 90 74357 36 9
9 januari 2004

2003

Aansprakelijkheid:
Helder als het licht uitgaat
ISBN 90 74357 35 0
april 2003

Jaarverslag 2002:

Dilemma's en keuzes
ISBN 90 74357 33 4
2 april 2003

Marktwerking:

Zorgvuldig omgaan met de introductie van marktwerking rond vitale infrastructurele voorzieningen
Gezamenlijke uitgave van de Energieraad en de Raad voor Verkeer en Waterstaat
18 maart 2003

Tijd voor verandering?

Briefadvies Energie-infrastructuur
ISBN 90 74357 32 6
30 januari 2003

2002

Post-Kyoto energiebeleid:
Het klimaatbeleid en de Nederlandse kansen daarin
ISBN 90 74357 30 X
24 januari 2002

Jaarverslag 2001:

Internationale energievisies
ISBN 90 74357 31 8
2002

2001

De rol van de overheid in een vrije energiemarkt
ISBN 90 74357 29 6
19 december 2001

Zorgen voor de Energie van Morgen:

Over de lange termijn voorzieningszekerheid van energie
ISBN 90 74357 28 8
1 november 2001

Energieonderzoek, de krachten gebundeld:
Over de agenda en kennisinfrastructuur voor energieonderzoek
ISBN 90 74357 27 X
5 juni 2001

Energie en Ruimtelijke Ordening:

Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
2001

2000

Energiebesparingsbeleid:
Energie en Ruimtelijke Ordening
ISBN 90 74357 26 1
2000

Advies naar aanleiding van het Energierapport 1999
ISBN 90 74357 25 3
2000

Energie en wegverkeer: Verantwoordelijkheden
Briefadvies aan de minister van Economische Zaken
7 december 1999

De reeds verschenen publicaties van de Energieraad zijn
(mits nog beschikbaar) gratis te bestellen bij

Energieraad
Adelheidstraat 8
Postbus 11723
2502 AS Den Haag
T 070 – 392 40 01
F 070 – 365 28 36
E info@energieraad.nl

De meeste publicaties zijn ook als pdf beschikbaar via www.energieraad.nl

