

**CE**

**Oplossingen voor  
milieu, economie  
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

## **Welke nieuwe elektriciteits- centrale in Nederland?**

### **Rapport**

Delft, juli 2005

Opgesteld door: H.J. (Harry) Croezen  
S. (Stephan) Slingerland



# Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

CE  
Welke nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland?  
Delft, CE, 2005

Elektriciteitscentrales / Overheidsbeleid / Investeringsen / Economische factoren /  
Maatschappelijke factoren / Analyse

Publicatienummer: 05.3826.38

Dit project is uitgevoerd voor de Bezinningsgroep Energiebeleid (BG) en werd  
begeleid door een BG-werkgroep bestaande uit:

N.M.J.P. (Nicole) van Beeck  
C. (Cor) Leguijt  
J.W.D. (Jasper) Vis  
H.G. (Hans) Altevogt  
C.J.H. (Jos) Cozijnsen

Het project werd mogelijk gemaakt door ondersteuning van de Subsidieregeling  
Maatschappelijke Organisaties en Milieu van het Ministerie van VROM.

Projectnr 4305-04-02-01-075  
Bestelnr 4800003493

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Stephan Slin-  
gerland.

© copyright, CE, Delft

## **CE**

### **O oplossingen voor milieu, economie en technologie**

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

## **CE-Transform**

### **Visies voor duurzame verandering**

CE-Transform, een business unit van CE, adviseert en begeleidt bedrijven en overheden bij veranderingen gericht op duurzame ontwikkeling.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

## Voorwoord

Dit rapport is tot stand gekomen mede dankzij het commentaar van de begeleidingscommissie vanuit de Bezinningsgroep Energiebeleid, individuele leden van de Bezinningsgroep en enkele geraadpleegde experts. Hartelijk dank hiervoor! Uiteraard willen we ook de heer Verwer bedanken voor zijn presentatie in de Bezinningsgroep en reactie op het door ons gemaakte model. Zijn presentatie was de aanleiding voor dit project en heeft een aanzet gegeven tot het voeren van een discussie die de komende jaren in de Europese elektriciteitsmarkt van groot belang zal worden.

Harry Croezen  
Stephan Slingerland



# Inhoud

Samenvatting	1
Uitgebreide samenvatting	3
1 Inleiding	9
1.1 Aanleiding	9
1.2 Doel	9
1.3 Afbakening	10
1.4 Leeswijzer	10
2 Het analyse instrument, een spreadsheet rekenmodel	11
2.1 Inleiding	11
2.2 Beschrijving model op hoofdlijnen	12
2.3 Technische aannames	14
2.4 Economische aannames	17
3 Resultaten	21
3.1 Modeluitkomsten	21
3.1.1 Situatie 1: Huidige markt	21
3.1.2 Situatie 2: Oplopende CO <sub>2</sub> -prijs	22
3.1.3 Situatie 3: Volledig geïnternaliseerde schadekosten	23
3.2 Gevoeligheidsanalyse	24
3.2.1 Basisaannames	24
3.2.2 Brandstofprijzen	25
3.2.3 Rentevoet	26
3.3 Conclusies	27
4 Discussie	29
4.1 Discussie in de Bezinningsgroep	29
4.2 Overheids- en investeerdersperspectief	30
4.2.1 Investeerdersperspectief	30
4.2.2 Overheidsperspectief	31
4.2.3 Verschillen en overeenkomsten in perspectieven	32
4.3 Conclusies	33
4.4 Hoe verder?	34
Literatuurlijst	35



## Samenvatting

Dit rapport bekijkt welke nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland gebouwd zou moeten worden, gezien vanuit een investeerdersperspectief en vanuit een overheidsperspectief. Aanleiding voor dit project is een presentatie van de heer Verwer (ex-directeur EOn Benelux) bij de Bezinningsgroep Energiebeleid, waarin hij beargumenteerde dat een kolencentrale de meest rendabele keuze voor een investeerder zou zijn. Met behulp van het in dit project gebouwde investeringsmodel is onderzocht of deze stelling in verschillende scenario's inderdaad opgaat. De uitkomsten zijn vervolgens bediscussieerd in een openbare vergadering van de Bezinningsgroep Energiebeleid.

Uitkomst van de berekeningen met het investeringsmodel is dat alleen in het geval van laagblijvende prijzen voor CO<sub>2</sub>-emissies een kolencentrale zonder CO<sub>2</sub>-opvang de meest voordelige keuze is voor een investeerder. Bij hogere prijzen voor CO<sub>2</sub> en bij beprijzing van andere emissies is een kolencentrale met CO<sub>2</sub>-afvang de meest rendabele optie. Dat laatste geldt al vanaf een CO<sub>2</sub>-prijs van circa € 15 per ton.

Vergelijking van het investeerdersperspectief met dat van de overheid laat zien dat er zowel belangrijke verschillen als overeenkomsten zijn, die kunnen leiden tot conflicten maar ook tot samenwerking. In het geval van een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland lijkt het waarschijnlijk dat de discussie zich zal toespitsen op de vraag of een kolencentrale zonder extra voorzieningen gebouwd wordt, of dat de door de overheid opgelegde randvoorwaarden bijstook van biomassa en CO<sub>2</sub>-opslag rendabel zullen maken. Een verdere, onderbouwde discussie over dit onderwerp is noodzakelijk.





# Uitgebreide samenvatting

## Doel project

Dit project gaat in op de vraag welk type elektriciteitscentrale in Nederland het beste gebouwd kan worden, gezien vanuit het perspectief van een investeerder en vanuit overheidsperspectief. Daartoe is een investeringsmodel ontwikkeld waarmee experts en geïnteresseerden verschillende opties kunnen bekijken en zelf conclusies kunnen trekken. Het model is bediscussieerd in een openbare sessie van de Bezinningsgroep Energiebeleid en in een bredere context geplaatst in een discussiehoofdstuk bij dit rapport.

Aanleiding voor het project was een presentatie van de heer Verwer (ex-directeur EOn Benelux) bij de Bezinningsgroep Energiebeleid waarin beargumenteerd werd dat een kolencentrale de meest aantrekkelijke optie voor een investeerder in een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland zou zijn.

Het project is begeleid door een werkgroep vanuit de Bezinningsgroep Energiebeleid. Model en modeluitkomsten zijn door verschillende experts van commentaar voorzien.

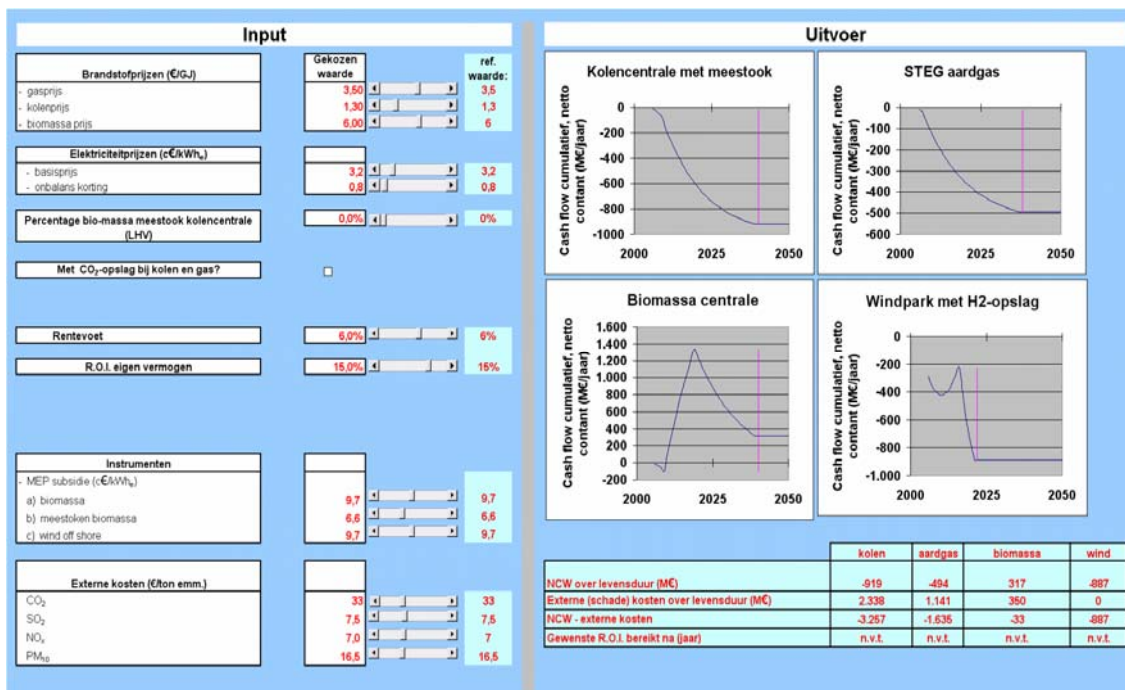
## Methode

Uitgangspunt van het project is het vergelijken van verschillende typen centrales van ieder 1.000 MW grootte die als basislasteenheid worden ingezet. In het project worden de volgende typen centrales onderzocht:

- 1 Poederkoolcentrale.
- 2 Gascentrale.
- 3 Windpark op zee met waterstofopslag.
- 4 Biomassacentrale.

Voor de kolen- en gascentrale wordt de mogelijkheid tot CO<sub>2</sub>-opslag bekeken. Bij de kolencentrale wordt ook de mogelijkheid tot het bijstoken van biomassa onderzocht.

Figuur 1 Input- en output van het investeringsmodel voor elektriciteitscentrales



Het ontwikkelde model berekent de rendabiliteit (cumulatieve netto contante waarde, NCW) van de verschillende typen centrales bij variatie van:

- marktgerelateerde parameters (brandstofprijzen, elektriciteitsprijzen);
- beleidsgerelateerde parameters (prijzen voor emissies);
- financiële parameters (rentevoet, gewenste return-on-investment)

Daarnaast kan de gebruiker instellen of bij de kolencentrale wel of geen CO<sub>2</sub>-afvang plaatsvindt en hoeveel biomassa er bij de kolencentrale wordt meegeestookt. Figuur 1 geeft het invoer- en uitvoerscherm van het model.

## Resultaten

Met het model zijn de volgende drie situaties doorgerekend:

Situatie 1: Huidige marktsituatie.

Situatie 2: Oplopende CO<sub>2</sub>-prijzen.

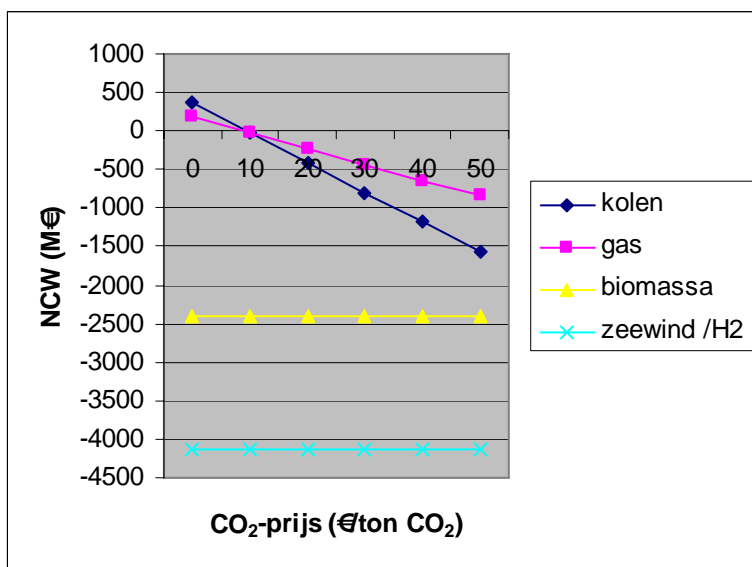
Situatie 3: Alle emissies hebben een marktprijs die gelijk is aan de schade die ze veroorzaken (volgens ExterneE).

Bovendien is de gevoeligheid van het model voor de verschillende parameters getest. Figuren 2 t/m 5 geven de resultaten van de verschillende berekeningen weer.

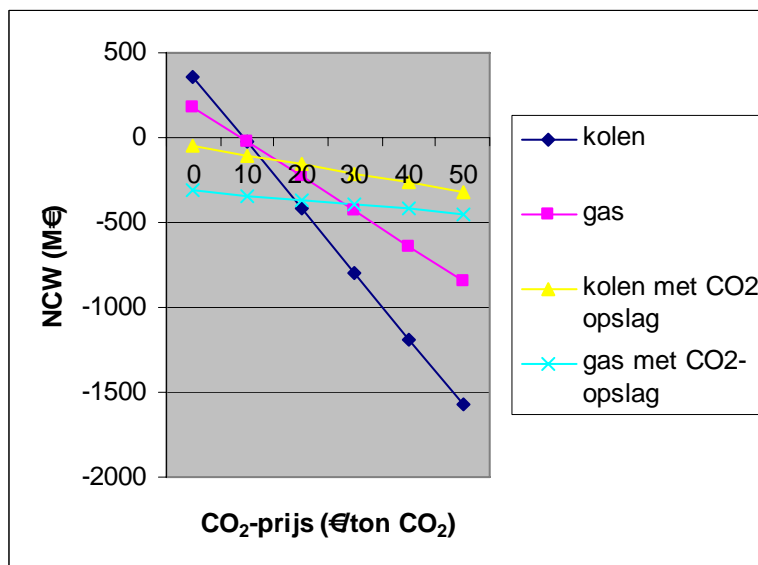
Tabel 1 Rendabiliteit voor verschillende typen centrales in de huidige marktsituatie

Inputvariabelen		Uitkomst: NCW (M€)	
Gasprijs	3,50 €/ GJ	1	Kolencentrale 359
Kolenprijs	1,30 €/ GJ	2	Biomassacentrale 317
Biomassaprijs	6,00 €/ GJ	3	Bascentrale 184
Elektriciteitsprijs	3,2 €/kWh	4	Windpark op zee/H2-opslag -887
Onbalanskorting	0,8 €/kWh		
Rentevoet	6%		
MEP biomassa	9,7 ct / kWh		
MEP biomassa meestook	6,6 ct / kWh		
MEP wind offshore	9,7 ct / kWh		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geen biomassa bijstook</li> <li>• Geen CO<sub>2</sub>-opslag</li> <li>• Geen prijs op CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en PM<sub>10</sub></li> </ul>			

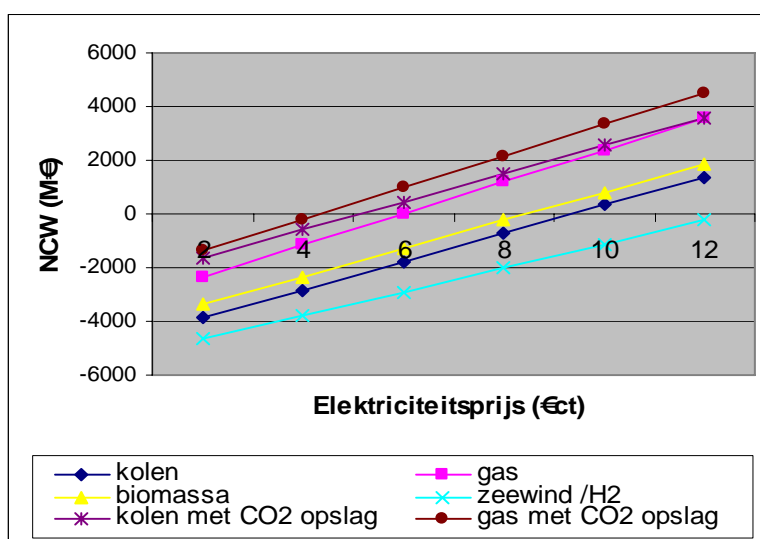
Figuur 2 Rendabiliteit voor verschillende typen centrales bij oplopende CO<sub>2</sub>-prijs



Figuur 3 Rendabiliteit van een kolen- en gascentrale met en zonder CO<sub>2</sub>-opslag bij oplopende CO<sub>2</sub>-prijs



Figuur 4 Rendabiliteit van verschillende typen centrales bij volledige internalisering van schadekosten volgens ExternE



Uit de berekeningen met het model zijn een aantal conclusies te trekken:

- 1 Een kolencentrale zonder CO<sub>2</sub>-opslag is alleen een aantrekkelijke investeringsoptie als de prijzen voor CO<sub>2</sub> laag blijven (onder € 10 per ton CO<sub>2</sub>).
- 2 Een gascentrale zonder CO<sub>2</sub>-opslag is in een beperkt bereik van CO<sub>2</sub>-prijzen (tussen € 10 en € 15 per ton CO<sub>2</sub>) vervolgens de meest aantrekkelijke investeringsoptie.
- 3 Opslag van CO<sub>2</sub> wordt al vanaf een relatief lage CO<sub>2</sub>-prijs voordelig (vanaf € 15,00 per ton CO<sub>2</sub>).
- 4 Wanneer alle schadelijke emissies een prijs krijgen die correspondeert met de schade die zij veroorzaken dan is een gascentrale met CO<sub>2</sub>-opslag de meest aantrekkelijke investeringsoptie.
- 5 Modeluitkomsten zijn onder meer afhankelijk van de aannames voor brandstofprijs en rentevoet. Bij gelijke brandstofprijzen is een gascentrale de goedkoopste optie. Bij lage rentevoet is een kolencentrale het meest aantrekkelijk, vanaf een rentevoet van circa 8% is een gascentrale rendabeler.

Wanneer we deze modeluitkomsten vergelijken met de redenering van de heer Verwer, dan komen we tot de volgende conclusie:

De redenering van de heer Verwer dat een kolencentrale de meest aantrekkelijke investeringsoptie gaat alleen op wanneer de CO<sub>2</sub>-prijs laag blijft (onder € 10 per ton).

## Discussie

Op 21 juni 2005 vond een openbare discussie plaats met de heer Verwer van EOn, leden van de Bezinningsgroep Energiebeleid en geïnteresseerden over de uitkomsten van het project. Daarin gaven de CE-uitvoerders namens de BG-

werkgroep een presentatie over de uitkomsten van het model. De heer Verwer gaf hierop een weerwoord, waarna een discussie met de aanwezigen volgde.

Kernpunten van de discussie waren:

- De toekomstige vraag naar elektriciteit is redelijk goed in te schatten, deze zal naar verwachting flink groeien. Ook investeringskosten en rendementen van te bouwen centrales zijn goed bekend. Grote onzekerheid daarentegen is de ontwikkeling van de brandstofkosten.
- Om het risico van veranderende brandstofkosten te spreiden wil EOn in de totale portfolio verschillende types centrales hebben. Kolen, gas en kernenergie zijn daarin de basisingrediënten. Er worden al veel gascentrales gebouwd, kernenergie is voorlopig niet mogelijk, dus kolen lijkt een goede optie.
- Klimaatbeleid speelt niet een heel sterke rol in de strategische inschatting van EOn. Verwachting van EOn is dat de EU zich niet kan permitteren om de CO<sub>2</sub>-prijs te hoog op te laten lopen, omdat daardoor een concurrentienadeel ontstaat ten opzichte van landen als de VS, China en India.
- De afweging van EOn zou veranderen als 1) de gasvoorraden in de markt groter worden (van buyers- naar sellersmarkt), hierin is LNG een belangrijke ontwikkeling, of als 2) De CO<sub>2</sub>-prijs substantieel gaat stijgen. EOn acht dat zeer onwaarschijnlijk.
- CO<sub>2</sub>-afvang is volgens EOn makkelijk in te passen bij een kolencentrale en dit speelt ook een rol bij de keuze voor deze brandstof. De heer Verwer kan zich goed voorstellen dat bij de bouw van een kolencentrale al rekening gehouden wordt met mogelijkheden voor afvang. Uit het model volgt dat kolenaafvang al aantrekkelijk wordt bij een CO<sub>2</sub>-prijs van € 15 per ton.

Vergelijking van het investeerdersperspectief met dat van de overheid laat zien dat beide fors uiteenlopen. Dat kan een aanleiding zijn voor conflicten tussen beide partijen. Maar ook zijn er overeenkomsten die aan de basis kunnen liggen voor een constructieve samenwerking (Tabel 2).

Tabel 2 Verschillen en overeenkomsten tussen investeerders- en overheidsperspectief

Verschillen	Overeenkomsten
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bij een investeerder staat bedrijfswinst in de markt centraal, bij de overheid ligt de nadruk op het functioneren van de markt.</li> <li>• Een investeerder optimaliseert binnen het gehele gebied waarin het bedrijf actief is (vaak supranationaal), een nationale overheid binnen het nationale gebied.</li> <li>• Een investeerder heeft één dominant doel (bedrijfswinst), een overheid verschillende gelijkwaardige doelen (marktwerking, voorzieningszekerheid, milieu).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risicospreiding en voorzieningszekerheid leiden beide naar het zoeken naar de optimale brandstofmix.</li> <li>• Een investeerder werkt binnen zijn maatschappelijke verantwoordelijkheid, het milieuperspectief van de overheid loopt hieraan vaak parallel.</li> <li>• Investeerder en overheid streven naar kostenoptimalisatie voor het bereiken van doelen.</li> </ul>

Of de discussie over een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland zal leiden tot een conflict danwel samenwerking tussen investeerders en overheid valt op dit moment niet te zeggen. Ook het type nieuwe elektriciteitscentrale is nog verre van duidelijk. Wanneer echter de huidige discussie over de voor- en nadelen van een kolencentrale doorzet, dan zal de inzet vermoedelijk zijn of een kolencentrale

zonder aanvullende voorzieningen gebouwd wordt (perspectief investeerder), of dat door de overheid opgelegde milieurandvoorwaarden aanvullende voorzieningen als biomassa bijstook en CO<sub>2</sub>-opslag bij een kolencentrale rendabel maken.

De voorlopige uitkomsten van het in dit rapport besproken model geven aan dat met name CO<sub>2</sub>-opslag door het beprijsen van CO<sub>2</sub> eerder rendabel kan zijn dan vermoed. Maar tegelijk vormt deze uitkomst niet meer dan een eerste indicatie. Een verdere uitwerking van de in dit rapport uitgezette lijnen is noodzakelijk om de discussie over een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland in de komende jaren in volle omvang en onderbouwd te kunnen voeren.

# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

In maart 2004 hield de directeur van EON Benelux, de heer J. Verwer, een presentatie voor de Bezinningsgroep Energiebeleid (BG). Hij stelde daarin dat een poederkoolcentrale het economisch meest aantrekkelijke perspectief zou zijn voor een investeerder in een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland. Uit de discussie met de Bezinningsgroep kwam naar voren dat deze mening door de meeste aanwezigen niet gedeeld werd. Bij een vollediger beschouwing, waarin de milieukosten van verschillende opties integraal zouden worden meegewogen, zou een kolencentrale niet langer als goedkoopste optie uit de bus komen.

In de bijeenkomst van de Bezinningsgroep werd besloten tot het instellen van een werkgroep bestaande uit een aantal BG-leden die de uitdaging aannam om met een alternatieve analyse te komen. In opdracht van de werkgroep voert CE deze analyse uit. Dit is mogelijk gemaakt door financiering vanuit de SMOM subsidieregeling van het Ministerie van VROM. Het voorliggende rapport is het verslag van de uitgevoerde analyse.

## 1.2 Doel

Doel van dit onderzoek is het vergelijken van twee perspectieven op een nieuw te bouwen elektriciteitscentrale in Nederland: dat van een potentiële investeerder, en dat van de overheid. Centraal staat daarbij het uitwerken van het financiële beeld voor een investeerder aan de hand van een model, waarmee ook voor niet-experts verschillende situaties zelf zijn te vergelijken. Over de uitkomsten van het model is een openbare discussie gevoerd met de Bezinningsgroep Energie en andere belangstellenden.

In het op te zetten model vergelijken we vier typen centrales:

- 1 Poederkoolcentrale.
- 2 Gascentrale.
- 3 Windpark op zee.
- 4 Biomassacentrale.

Voor de kolen- en gascentrale is eveneens de mogelijkheid voor CO<sub>2</sub>-opslag onderzocht. Bij de kolencentrale ook de mogelijkheid tot het meestoken van biomassa. Een kerncentrale als eventuele alternatieve optie voor een nieuwe elektriciteitscentrale is buiten beschouwing gelaten. Vanwege het voorgestelde investeringstijdstip (2008) en de op dit moment bestaande maatschappelijke weerstand tegen kernenergie in Nederland lijkt het op deze termijn niet realistisch om uit te gaan van de bouw van een dergelijke centrale.

In dit rapport is gekozen om de bouw van een 1.000 MW centrale als uitgangspunt te nemen. Achterliggende aanname is dat ook wanneer energiebesparing maximaal toegepast zal worden op termijn nieuwe elektriciteitscentrales in Nederland nodig zijn om aan de vraag te blijven voldoen. Het cijfer van 1.000

MW is gebaseerd op een monitoring van leveringszekerheid in Nederland uitgevoerd voor het Ministerie van EZ (Tennet, 2005). In deze monitoring gaat met uit van een potentieel tekort van het binnenlandse aanbod van circa 10 TWh per jaar in 2008, en een potentieel tekort van circa 22 TWh per jaar in 2011. Deze bedragen komen ruwweg overeen met 1.100 MW en 2.500 MW vollast vermogen.

De analyse is voor kolencentrale, gascentrale en biomassacentrale uitgevoerd voor een basislast eenheid. Alleen door uit te gaan van gelijke productietijden en -profielen kan een eerlijke vergelijking worden gemaakt. Om voor wind uit te komen op een systeem dat voor basislast kan worden ingezet, is een windpark op zee gecombineerd met waterstofopslag. Deze laatste situatie is uiteraard zeer specifiek en bepaalt voor een groot deel de rendabiliteit van het windpark. In overleg met de begeleidingscommissie is niettemin hiervoor gekozen

### **1.3 Afbakening**

Dit rapport geeft een versimpelde analyse van verschillende opties voor een nieuwe elektriciteitscentrale. Binnen de context van deze beperkte en verkennende studie is het niet mogelijk om meer opties, danwel verschillende varianten te onderzoeken. Dat neemt niet weg dat de studie een uitstekend uitgangspunt is om in een uitgebreidere analyse meer opties en andere varianten door te rekenen. Bovendien biedt het rapport een basis voor een bredere discussie, waarin de strategieën van elektriciteitsbedrijven in Nederland en Europa voor nieuwe elektriciteitscentrales centraal staan.

### **1.4 Leeswijzer**

Hoofdstuk 2 van dit rapport geeft een toelichting op hoofdlijnen op het ontwikkelde financiële investeringsmodel en de daarbij gehanteerde aannames. Hoofdstuk 3 geeft uitkomsten van het model in verschillende situaties. Hoofdstuk 4 doet verslag van de gevoerde discussie over de uitkomsten van het model, analyseert het investeerders- en overheidsperspectief en doet aanbevelingen voor een vervolg.



## 2 Het analyse instrument, een spreadsheet rekenmodel

### 2.1 Inleiding

De naar aanleiding van de door de heer J. Verwer gegeven presentatie ontstane discussie betrof de vraag wat economisch gezien de meest aantrekkelijke productietechniek voor een nieuwe grootschalige elektriciteitscentrale zou zijn.

Naast de door Verwer als favoriet aangeduide poederkool techniek leken met name:

- een aardgasgestookte STEG;
- een grootschalige biomassa gestookte wervelbedoven;
- een grootschalig windpark;

technisch voldoende uitontwikkelde en maatschappelijk acceptabele alternatieve technologieën te zijn.

Op zich spelen bij een investering ook andere aspecten een rol, bijvoorbeeld:

- de beschikbaarheid van de energiedragers, onder andere bepaald door:
  - politieke stabiliteit in de regio's waarvandaan energiedragers (gas, kolen, biomassa) moeten worden aangevoerd;
  - beschikbare voorraden en eventuele concurrentie met andere toepassingen;
- het risico van een te éénzijdige brandstoffenmix voor de leveringszekerheid van de brandstof en de prijsontwikkelingen voor die brandstof;
- de inpassing van de voor de elektriciteitscentrale toegepaste techniek in emissiebeleid, zoals plafonds voor verzurende stoffen en lokale luchtkwaliteit.

Deze aspecten zijn in het model niet meegenomen, maar komen wel terug in de discussie bij dit rapport (hoofdstuk 4).

Een rendabiliteitanalyse is echter op zich al omgeven met grote onzekerheden. Onzeker is bijvoorbeeld:

- hoe de elektriciteitsmarkt en de elektriciteitsprijs zich ontwikkelen, mede als gevolg van de acties van de concurrentie en technologische ontwikkelingen;
- hoe de prijzen van de verschillende brandstoffen zich op langere termijn ontwikkelen;
- wat de ontwikkeling is in subsidies voor duurzame elektriciteit en in heffingen of handelsprijzen voor milieubelastende stoffen als  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  en  $\text{CO}_2$ ;
- welke rentevoet en afschrijftermijn moeten worden gehanteerd op het moment van investering als gevolg van de economische ontwikkelingen.

Om de invloed van dergelijke aspecten op de rendabiliteit van een investering te kunnen inschatten is een eenvoudig spreadsheet model ontwikkeld, waarin de hoogte van een aantal hierboven genoemde parameters en grootheden kan worden gevarieerd en de effecten op de rendabiliteit kan worden bepaald. Er is gekozen voor een model als analyse instrument omdat een model de relatie tussen invoerparameters en uitkomsten vastlegt en tegelijkertijd de mogelijkheid biedt

om een eindeloos aantal variaties in invoerparameters door te rekenen. Uitgangspunt voor het model was dat het een ondersteuning moet kunnen bieden voor een openbare discussie over een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland. Het model moet daarom toegankelijk zijn voor een 'geïnteresseerde leek' om zelf verschillende situaties na te kunnen bootsen en zo eigen conclusies te trekken.

Een beschrijving van het model op hoofdlijnen is gegeven in 2.2. De aangehouden economische en technische uitgangspunten worden behandeld in respectievelijk de paragrafen 2.4 en 2.3.

## **2.2 Beschrijving model op hoofdlijnen**

Het in Figuur 5 getoonde invoer- en uitvoerscherm van het spreadsheet model illustreert ook de opzet van het model.

Het model biedt de mogelijkheid om een aantal verschillende typen parameters te variëren:

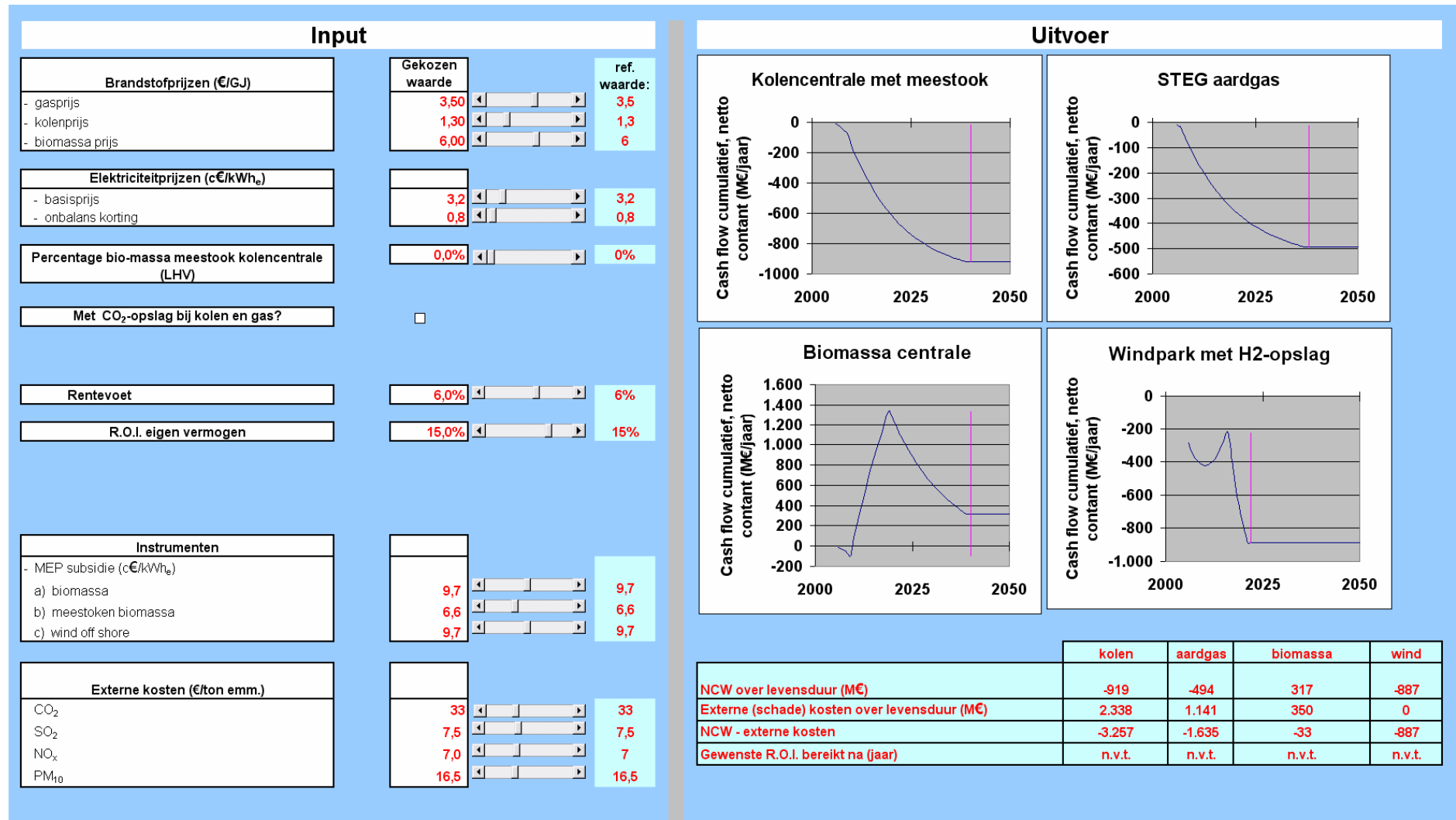
- marktgerelateerde parameters (brandstofprijzen, elektriciteitsprijzen);
- beleidsgerelateerde parameters (handelsprijzen voor milieuverontreinigende stoffen, hoogte MEP-subsidies);
- aan de financiële markt en de financiële bedrijfsvoering van de initiatiefnemer (rentevoet, gewenste ROI).

Daarnaast kan de gebruiker van het model voor kolencentrale en gascentrale instellen of er wel of geen CO<sub>2</sub>-afvang en CO<sub>2</sub>-opslag plaatsvindt en of er bij de kolencentrale biomassa wordt meegestookt.

Het model gebruikt deze inputparameters in combinatie met de in de volgende paragrafen behandelde technische en economische uitgangspunten om een eenvoudige netto contante waarde analyse uit te voeren.

De waarden voor de verschillende inputparameters zijn met de schuiven en selectievakken te selecteren.

Figuur 5 Input- en outputschermb van het spreadsheetmodel



Outputparameters zijn:

- in de figuren: de cumulatieve cashflow (netto contant gemaakt) over de levensduur van de centrales;
- in de tabel onder de figuren:
  - de netto contante waarde over de investering, exclusief kosten gerelateerd aan milieubelastende stoffen (handelsprijzen, externe kosten);
  - de periode waarin de gewenste ROI wordt bereikt;
  - de netto contante waarde van de kosten gerelateerd aan milieubelastende stoffen (handelsprijzen, externe kosten).

Voor de levensduur is uitgegaan van een technische levensduur. Met andere woorden, er is niet uitgegaan van voortijdige sluiting bij een onrendabele situatie. De technische levensduur is ook als afschrijfstermijn genomen. Dit geeft een goede vergelijkingsbasis voor wat betreft het milieuperspectief en resulterende emissies. Nadeel hiervan is dat investeerders vaak kiezen voor een kortere afschrijvingstermijn<sup>1</sup>.

Doordat de uitkomsten voor de vier beschouwde productietechnieken in het resultaten deel van het venster naast elkaar worden getoond is een vergelijking tussen de verschillende technieken en de invloed van de parameters op de rendabiliteit eenvoudig te maken.

Het model is in die zin een vereenvoudiging van de werkelijkheid omdat:

- er geen onderlinge relaties tussen de invoerparameters zijn aangebracht;
- het model niet de mogelijkheid biedt om tussentijdse ontwikkelingen c.q. veranderingen in de invoerparameters mee te nemen.

Het is bijvoorbeeld onwaarschijnlijk dat een CO<sub>2</sub>-heffing of een significante marktprijs voor CO<sub>2</sub> geen invloed zal hebben op de hoogte van de marktprijs voor elektriciteit.

Het is verder onwaarschijnlijk dat parameters als marktprijzen voor met name aardgas over de beschouwde periode constant zullen blijven. Zie wat dat betreft de fluctuaties in de aardolieprijs en de daaraan gekoppelde aardgasprijs.

## 2.3 Technische aannames

De rendabiliteitsberekeningen zijn uitgevoerd voor een belasting van 7.000 vollast equivalent uren per jaar.

Voor de centrales zijn de in Tabel 3 gegeven technische specificaties aangehouden.

---

<sup>1</sup> In een volgende versie van het model is gepland om de afschrijvingstermijn als aparte variabele op te nemen.

Tabel 3 Aangehouden technische specificaties

Gegevens per installatie	Kolencentrale met bijstook steenkool 1% S		STEG aardgas		Off shore windpark + H <sub>2</sub> -systeem	Biomassacentrale op schoon hout
	Zonder CO <sub>2</sub> -afvang	Met CO <sub>2</sub> -afvang	Zonder CO <sub>2</sub> -afvang	Met CO <sub>2</sub> -afvang		
Geïnstalleerd vermogen (MW <sub>e</sub> )	1.000		1000		3.280 <sup>2</sup>	1.000
Netto elektriciteit efficiency	46,00%	33,00%	58,00%	44,00%		40,00%
Beschikbaarheid	95%	95%	94%	40%	40%	98%
Technische levensduur (jaar)	30	3.000%	30	1.500%	15	30
Economische afschrijftermijn	20	2.000%	20	1.000%	10	20
duur bouw (jaar)	4	400%	2	100%	1	4
Rookgasreiniging (RGR)						
Ontzwaveling	ROI		n.v.t.		n.v.t.	
– ontzwavelingsrendement	95%					95%
DeNO <sub>x</sub>	SCR					SCR/SNCR combi
– DeNO <sub>x</sub> -rendement	80%					80%
NO <sub>x</sub> emissie (kg/GJ)	4-velds E.filter					doekfilter
Stofafvang	99,95%					99,95%
– rendement ontstopping		aminewasser		aminewasser		
CO <sub>2</sub> -afvang		90%		90%		
– rendement	46,00%	33,00%	58,00%	44,00%		40,00%
Restproduct						
– bodemas, herbruikbaar?	Ja					Nee
– vlieggas herbruikbaar?	Ja					Nee
– Ro-gips?	Ja					

<sup>2</sup> Aan opgesteld vermogen aan windmolens.

De specificaties zijn voornamelijk overgenomen uit een Deense studie (DEA, 2004) naar de huidige stand der techniek en de te verwachten verdere technische ontwikkeling van elektriciteitsproductie technologieën. Deze studie biedt het voor zover wij weten meest complete overzicht aan zowel technische als economische gegevens voor moderne energiecentrales. Bovendien zijn gegevens voor de huidige stand der techniek gebaseerd op praktijkwaarden voor zeer recentelijk in Denemarken gerealiseerde nieuwe elektriciteitcentrales. Praktijkwaarden voor de Nederlandse situatie zijn niet beschikbaar omdat in Nederland recentelijk geen kolencentrales, grootschalige off shore windparken of grootschalige biomassa centrales zijn gerealiseerd.

In Denemarken zijn wel recentelijk zeer efficiënte kolencentrales gerealiseerd. Daarnaast zijn recentelijk een 240 MW<sub>e</sub> wervelbedoven voor biomassa in Pietarsaari<sup>3</sup>, Finland en de goeddeels met biomassa gestookte 500 MW<sub>e</sub> Avedøre 2 centrale bij Kopenhagen zijn gerealiseerd.

De voor de rookgasreiniging aangehouden reinigingsefficiëncies zijn overigens conservatief. Met nieuwe technologieën als:

- SO<sub>2</sub>: ABB bubble fluidized bed FGD;
- NO<sub>x</sub>: SCR/SNCR combi's of ultra low NO<sub>x</sub>-branders in combinatie met een SCR.

zijn verwijderingrendementen van respectievelijk 99% en 90% te realiseren. Daarnaast worden bij bijvoorbeeld de Amer 9 centrale ontstoffingsrendementen van 99,99% - 99,999% gerealiseerd.

Er is verder aangenomen dat CO<sub>2</sub>-afvang bij kolencentrale en STEG plaatsvindt met een amine wasser, zoals in de praktijk wordt gebruikt bij de RoCa3 STEG. Er zijn voor zover ons bekend nog geen commerciële energiecentrales gerealiseerd waarbij de brandstof voorafgaand aan verbranding wordt 'gedecarboniseerd'. Regeneratie van de amine vergt inzet van aftapstoom en leidt daardoor tot een daling van het rendement. De gehanteerde rendementen zijn overgenomen uit (Lako, 2004). Er is verder aangenomen:

- dat de afgevangen CO<sub>2</sub> in een leeg en direct in de omgeving van de centrale gelokaliseerd gasveld wordt opgeslagen;
- dat de amine wassers geen andere stoffen dan CO<sub>2</sub> afvangen en dus geen invloed hebben op de omvang van de emissies van fijn stof, SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>.

Voor het off shore windpark is uitgegaan van combinatie met H<sub>2</sub>-productie en opslag. Alleen op die manier – of door combinatie met een batterij – is het mogelijk om wind als een basislast eenheid te gebruiken. Er is aangenomen dat met de beschikbaarheid aan windvermogen een maximum aan 3.500 vollast equivalent uren aan elektriciteit kan worden geproduceerd. In deze tijd moet ook voldoende elektriciteit worden opgewekt om voldoende H<sub>2</sub> beschikbaar te hebben voor windstille perioden. Vandaar dat is uitgegaan van 3.300 MW<sub>e</sub> aan opgesteld windvermogen. Er is circa 2.300 MW<sub>e</sub> aan elektrolysevermogen nodig om voldoende waterstof te kunnen produceren en nog eens 1.000 MW<sub>e</sub> aan brandstof-

---

<sup>3</sup> De Alholmen 2 centrale.



cellen voor een voldoende hoge elektriciteitlevering in ook volstrekt windstille periodes.

De voor kolen en biomassa gehanteerde brandstofsificaties zijn gegeven in Tabel 4.

Tabel 4 Aangehouden brandstofsificaties

	Kolen (Jansen, H., 2000)	Aardgas	Wind	Luchtdroog hout (AOO, 2002)
Specificaties brandstoffen		N.V.T.		
C	62%			37%
H	4%			5%
O	9%			31%
N	1%			0%
S	1%			0%
As	12%			1%
Vocht	12%			25%
Stookwaarde (MJ/kg)	24,2			13,10

De voor kolencentrale, STEG en biomassa centrale gehanteerde technische cijfers betreffen praktijkervaringen en kunnen als betrouwbaar worden beschouwd. Als gezegd zijn de cijfers zelfs soms wat conservatief, met name met betrekking tot de gasreiniging.

De voor off shore windenergie gehanteerde cijfers zijn wat betreft de windmolens gebaseerd op praktijkcijfers voor Deense off shore windparken, zoals Horns Rev. ECN en KEMA maken gebruik van dezelfde cijfers voor het bepalen van de hoogte van de MEP-vergoeding. Maar de cijfers voor waterelektrolyse, H<sub>2</sub>-opslag en brandstofcellen betreffen verwachtingswaarden. De voor windenergie gepresenteerde cijfers moeten dan ook worden gezien als een benadering.

## 2.4 Economische aannames

De economische analyse is uitgevoerd als een netto contante waarde analyse. De daarin gehanteerde niet variabele uitgangspunten zijn gegeven in Tabel 5.

Tabel 5 Vaste installatiespecifieke uitgangspunten economische analyse

Gegevens per installatie	Kolencentrale met bijstook		STEG aardgas		Off shore windpark + H <sub>2</sub>	Biomassa-centrale op schoon hout
	Zonder CO <sub>2</sub> -afvang	Met CO <sub>2</sub> -afvang	Zonder CO <sub>2</sub> -afvang	Met CO <sub>2</sub> -afvang		
Specifieke investeringskosten (M€/MW <sub>e</sub> )	1,2	1,6	0,5	0,8		1,4
Vaste O&M (onderhoud + verzekering + personeel) in €/MW <sub>e</sub>	20.000	20.000	14.000	14.000	80.000	67.500
Technische levensduur (jaar)	30	30	30	30	15	30
Duur bouw (jaar)	4	4	2	2	1	4
Aandeel eigen vermogen in investering	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Er is in de daarnaast gerekend met de in Tabel 6 gegeven eenheidskosten voor additieven en reststoffen.

Tabel 6 Eenheidskosten voor additieven en reststoffen

	Specifieke kosten (€/ton)
<b>Hulpstoffen</b>	
- CaCO <sub>3</sub>	22,7
- CaO	93,0
- NH <sub>3</sub>	363,0
<b>Reststoffen</b>	
- Bodemas	
Kolencentrale CFBC	45,4
- Vliegias	
Kolencentrale CFBC	45,4
- Gips	

De cash flow berekening is uitgevoerd op de gangbare wijze:

- in een eerste stap wordt het bruto inkomen uit de lopende kosten als brandstofkosten, opbrengsten uit elektriciteit, O & M, heffingen en subsidies bepaald;
- in een tweede stap worden rente en aflossing van het bruto inkomen afgetrokken;
- over het overblijvende netto inkomen wordt een belasting van 35% geheven of er wordt – bij een negatief saldo - een reductie in belastingen van 35% verrekend. Aangenomen is dat de exploitant van de beschouwde elektriciteitscentrale ook nog andere centrales exploiteert en de resultaten voor de beschouwde centrale kan verdisconteren met de economische resultaten van andere centrales.

De cash flow berekening wordt ook gebruikt bij het bepalen van de hoogte van de MEP-subsidies voor duurzame energie.



De specifieke kosten voor brandstoffen en heffingen en opbrengsten uit subsidies en verkoop van elektriciteit zijn in te stellen met de schuiven in het invoer- en uitvoerscherm. De kosten voor brandstoffen en de opbrengsten voor elektriciteit zijn niet inflatie gecorrigeerd.

Aangenomen is dat de specifieke kosten voor CO<sub>2</sub> voor de gehele emissie moeten worden gemaakt en niet voor bijvoorbeeld dat deel dat buiten de huidige door de overheid in het kader van de emissiehandel bepaalde emissieruimte valt. Daarmee lopen we feitelijk vooruit op de situatie na 'Kyoto' (post 2012) wanneer het 'Grandfathering systeem' voor CO<sub>2</sub> waarschijnlijk zal worden verlaten omdat er grotere reducties nodig worden geacht dan met dit handelssysteem kunnen worden gerealiseerd.



## 3 Resultaten

In dit hoofdstuk geven we enkele resultaten van het model weer. We bespreken eerst de modeluitkomsten voor drie situaties, vervolgens kijken we naar de gevoeligheid van het model voor de verschillende variabelen.

### 3.1 Modeluitkomsten

Om te bekijken wat in verschillende situaties de meest rendabele centrale is voor een investeerder gaan we uit van de Netto Contante Waarde methode. We berekenen in iedere situatie de totale Netto Contante Waarde (NCW) over de hele levensduur van de centrale. De hoogste NCW betekent de meest rendabele centrale.

We bekijken de volgende situaties:

Situatie 1: Huidige marktsituatie.

Situatie 2: Oplopende CO<sub>2</sub>-prijzen.

Situatie 3: Alle emissies hebben een marktprijs die gelijk is aan de schade die ze veroorzaken (volgens ExternE).

#### 3.1.1 Situatie 1: Huidige markt

In Tabel 7 zijn inputvariabelen en uitkomsten voor situatie 1 (huidige markt, zonder prijs voor emissies) weergegeven.

Tabel 7 Inputvariabelen en uitkomsten voor situatie 0 (huidige markt, zonder prijs voor emissies)

Inputvariabelen		Uitkomst: NCW (M€)	
Gasprijs	3,50 €/ GJ	1	Kolencentrale 359
Kolenprijs	1,30 €/ GJ	2	Biomassacentrale 317
Biomassaprijs	6,00 €/ GJ	3	Bascentrale 184
Elektriciteitsprijs	3,2 €/kWh	4	Windpark op zee/H <sub>2</sub> -opslag -887
Onbalanskorting	0,8 €/kWh		
Rentevoet	6%		
MEP biomassa	9,7 ct / kWh		
MEP biomassa meestook	6,6 ct / kWh		
MEP wind offshore	9,7 ct / kWh		
<ul style="list-style-type: none"><li>• Geen biomassa bijstook</li><li>• Geen CO<sub>2</sub>-opslag</li><li>• Geen prijs op CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en PM<sub>10</sub></li></ul>			

#### Conclusie situatie 1

In de huidige marktsituatie is een kolencentrale voor een investeerder de meest aantrekkelijke optie, gevolgd door een biomassacentrale, een gascentrale en een windpark op zee met waterstofopslag.

### 3.1.2 Situatie 2: Oplopende CO<sub>2</sub>-prijs

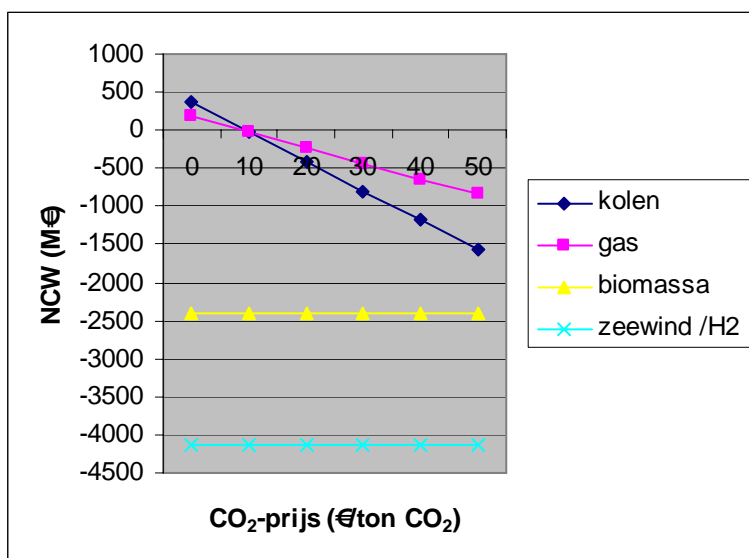
Wat gebeurt er met de rendabiliteit van centrales als de CO<sub>2</sub>-prijs oploopt? Dat bekijken we in situatie 2.

In deze situatie gaan we uit van de volgende inputvariabelen:

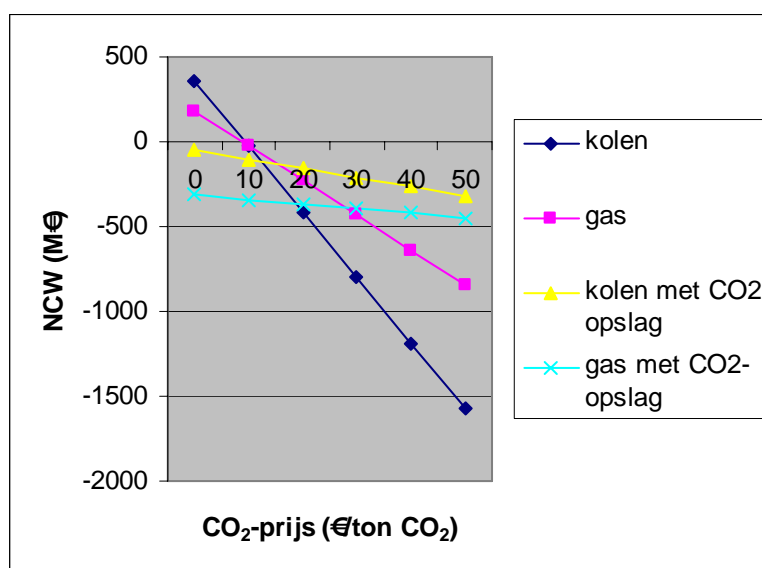
- variabele CO<sub>2</sub>-prijs;
- prijs andere emissies = 0;
- elektriciteitsprijs = 3,2 €/kWh;
- zonder MEP.

De MEP-subsidie is hier op nul gesteld, omdat we uitgaan van een markt waarin de verschillende energiebronnen op gelijkwaardige basis met elkaar concurreren. In Figuur 6 zijn de uitkomsten voor de verschillende typen centrales weergegeven, Figuur 7 geeft een vergelijking van kolen en gas mét en zonder CO<sub>2</sub>-opslag.

Figuur 6 NCW bij oplopende CO<sub>2</sub>-prijs voor verschillende typen centrales



Figuur 7 NCW bij oplopende CO<sub>2</sub>-prijs voor kolen en gas met en zonder CO<sub>2</sub>-opslag



### Conclusie situatie 2

Bij oplopende CO<sub>2</sub>-prijs is een kolencentrale de aantrekkelijkste investeringsoptie tot 10 €/ton CO<sub>2</sub>, tussen 10 en 15 €/ton CO<sub>2</sub> is een gascentrale de meest rendabele optie, daarboven is een kolencentrale met CO<sub>2</sub>-opslag het meest rendabel. Biomassa en wind op zee zijn zonder MEP-subsidies verreweg het minst rendabel.

### 3.1.3 Situatie 3: Volledig geïnternaliseerde schadekosten

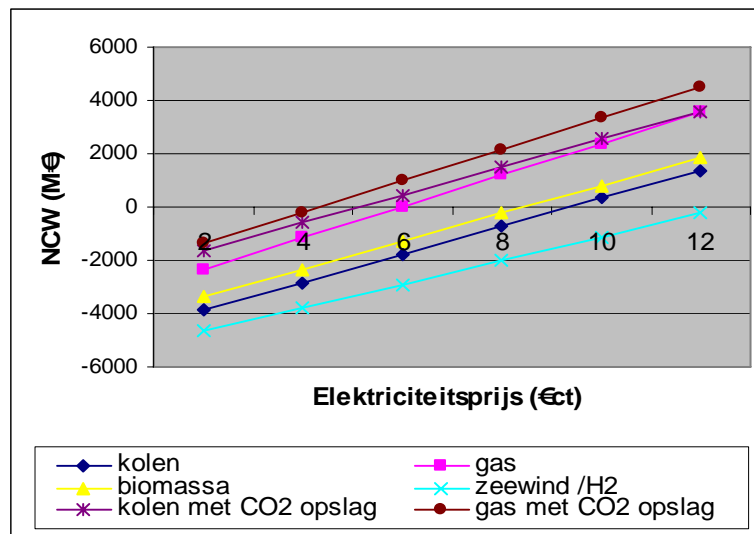
Wat gebeurt er met de rendabiliteit van centrales als alle externe schadekosten van emissies geïnternaliseerd worden? Dat bekijken we in situatie 3.

We gaan in deze situatie uit van de volgende inputvariabelen:

- oplopende elektriciteitsprijs;
- alle emissies geprijsd volgens ExternE:
  - CO<sub>2</sub> = 33 €/ton;
  - SO<sub>2</sub> = 7,5 €/ton;
  - NO<sub>x</sub> = 7,0 €/ton;
  - PM<sub>10</sub> = 16,5 €/ton;
  - zonder MEP.

Uitkomsten van deze situatie staan weergegeven in Figuur 8.

Figuur 8 NCW bij volledige internalisering van schadekosten volgens ExternE



### Conclusie situatie 3

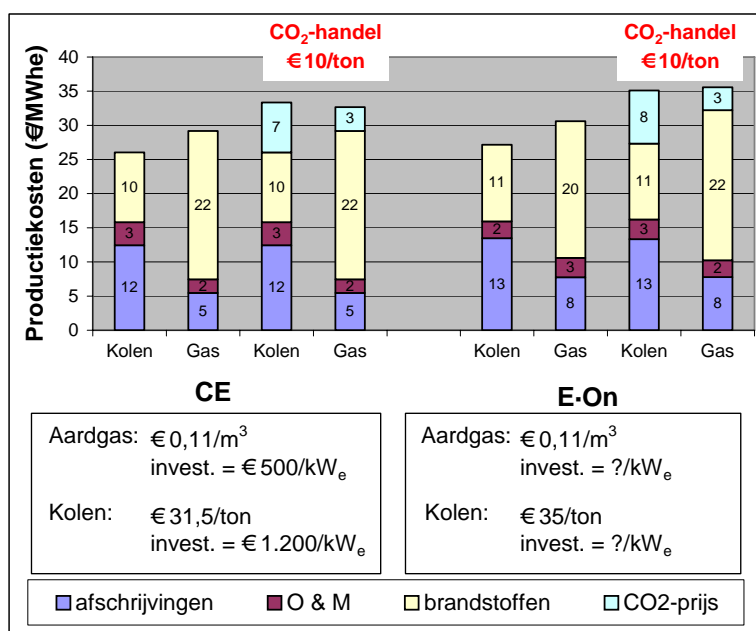
Bij volledige internalisering van schadekosten volgens ExternE is een gascentrale met CO<sub>2</sub>-opslag de meest rendabele optie voor een investeerder, vervolgens een kolencentrale met CO<sub>2</sub>-opslag, een gascentrale, een biomassacentrale, een kolencentrale en tot slot een windpark op zee met H<sub>2</sub>-opslag.

## 3.2 Gevoeligheidsanalyse

### 3.2.1 Basisaannames

Voor de gevoeligheidsanalyse bekijken we in eerste instantie of de basisaannames van EOn sterk afwijken van die in het BG model. Figuur 9 geeft deze aannames weer, voor zover achterhaalbaar. De figuur laat zien dat de aannames voor wat betreft de bekende inputvariabelen niet sterk van elkaar afwijken.

Figuur 9 Basisaannames EOn en CE



### 3.2.2 Brandstofprijzen

Om de gevoeligheid van de uitkomsten voor marktgerelateerde aspecten te analyseren zijn de prijzen van steenkool, aardgas en biomassa gevarieerd. De brandstofprijzen zijn naast de afschrijvingen de belangrijkste kostenpost binnen de economische kosten.

De analyse is uitgevoerd conform de annuïteiten methodiek uitgaande van een rentevoet van 6% en een afschrijving over de technische levensduur van de centrale. Subsidies en heffingen of andere emissiegerelateerde kosten zijn buiten beschouwing gelaten.

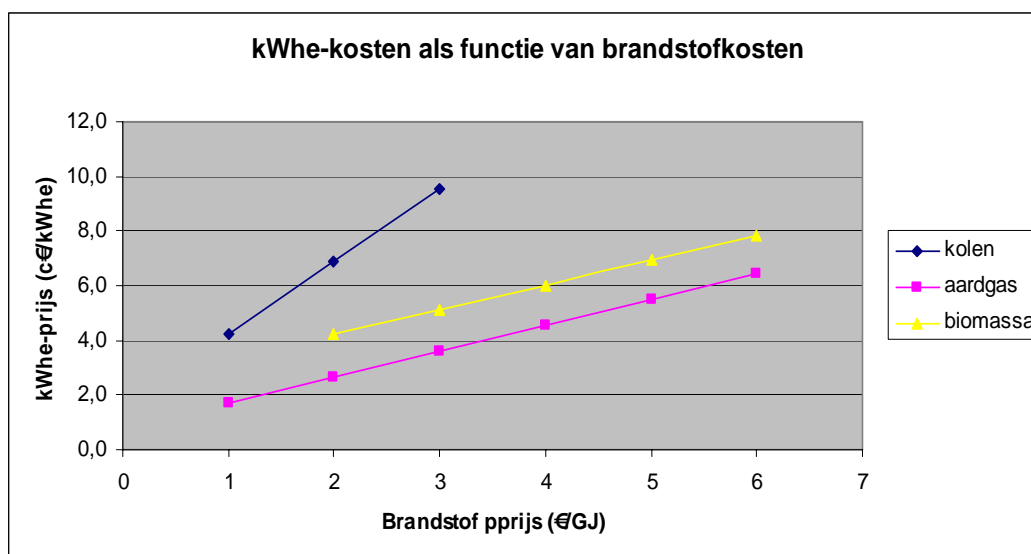
De prijs voor steenkool is gevarieerd tussen 1 en 3 €/GJ. De bovengrens is vergelijkbaar met de prijzen voor ketelkolen medio jaren 80 (zie Statline op: <http://statline.cbs.nl/>). Voor biomassa is een spreiding tussen 2 en 6 €/GJ aangehouden, conform de huidige prijzen op de markt voor respectievelijke reststromen als olijvenpitten pulp en schoon resthout.

De gasprijs is gevarieerd tussen de minimale steenkoolprijs en de maximale biomassaprijs.

Overigens wordt in alle bij CE bekende scenario's voor energieprijzen uitgegaan van het stabiel blijven van de prijzen voor steenkool en olie/aardgas. De in dergelijke scenario's aangehouden olieprijsen zijn met waarden van \$25 - \$30 per barrel overigens niet conform de marktsituatie van de afgelopen tijd (barrelprijzen van \$40 -50).

De resulterende spreiding in kWh<sub>e</sub>-prijs is weergegeven in Figuur 10.

Figuur 10 kWh<sub>e</sub>-prijs als functie van brandstofprijs



### Conclusie

Het is duidelijk dat een aardgasgestookte STEG door de lage investeringen en door het hoge rendement bij gelijke brandstofprijzen steeds de goedkoopste optie is. Alleen de lage prijs voor steenkool maakt dat elektriciteitsproductie op basis van deze brandstof momenteel goedkoper is dan 'gasstroom'.

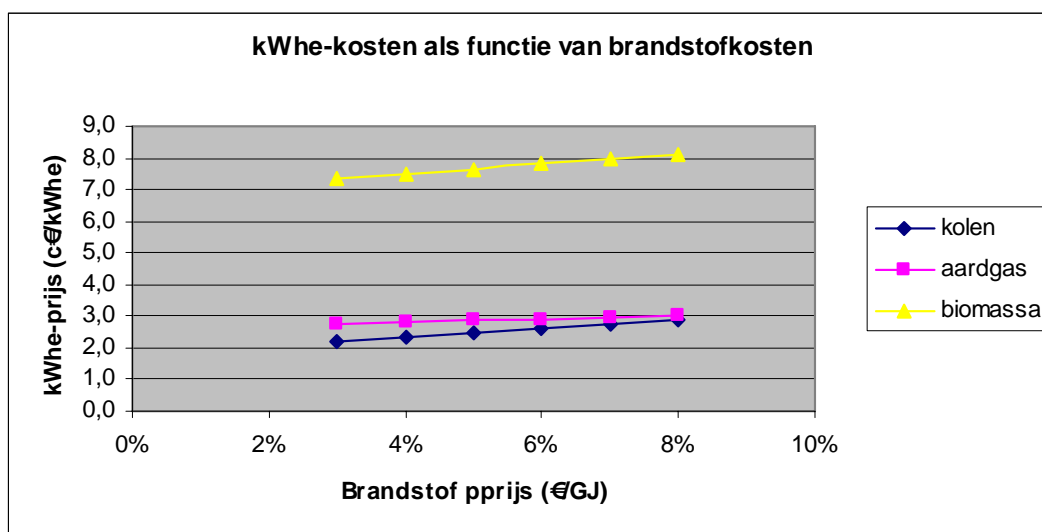
### 3.2.3 Rentevoet

Voor het verkrijgen van een indicatie van de gevoeligheid van de elektriciteitsproductie kosten voor de situatie op de financiële een analyse uitgevoerd waarin de rentevoet is gevarieerd.

De analyse is uitgevoerd conform de annuïteiten methodiek uitgaande van een rentevoet van 6% en een afschrijving over de technische levensduur van de centrale. Subsidies en heffingen of andere emissiegerelateerde kosten zijn buiten beschouwing gelaten.



Figuur 11 Elektricitetsprijzen als functie van brandstofkosten



### Conclusie

Door de lagere specifieke investeringen zal een gascentrale relatief steeds rendabeler worden ten opzichte van een kolencentrale bij toenemende rentevoet. Bij circa 8% wordt een gascentrale rendabeler dan een kolencentrale.

### 3.3 Conclusies

Uit de berekeningen met het model zijn een aantal conclusies te trekken:

- 1 Een kolencentrale zonder CO<sub>2</sub>-opslag is alleen een aantrekkelijke investeringsoptie als de prijzen voor CO<sub>2</sub> laag blijven (onder € 10 per ton CO<sub>2</sub>).
- 2 Een gascentrale zonder CO<sub>2</sub>-opslag is in een beperkt bereik van CO<sub>2</sub>-prijzen (tussen € 10 en € 15 per ton CO<sub>2</sub>) vervolgens de meest aantrekkelijke investeringsoptie.
- 3 Opslag van CO<sub>2</sub> wordt al vanaf een relatief lage CO<sub>2</sub>-prijs voordelig (vanaf € 15,00 per ton CO<sub>2</sub>).
- 4 Wanneer alle schadelijke emissies een prijs krijgen die correspondeert met de schade die zij veroorzaken dan is een gascentrale met CO<sub>2</sub>-opslag de meest aantrekkelijke investeringsoptie.
- 5 Modeluitkomsten zijn onder meer afhankelijk van de aannames voor brandstofprijs en rentevoet. Bij gelijke brandstofprijzen is een gascentrale de goedkoopste optie. Bij lage rentevoet is een kolencentrale het meest aantrekkelijk, vanaf een rentevoet van circa 8% is een gascentrale rendabeler.

Wanneer we deze modeluitkomsten vergelijken met de redenering van de heer Verwer, dan komen we tot de volgende conclusie:

- De redenering van de heer Verwer dat een kolencentrale de meest aantrekkelijke investeringsoptie gaat alleen op wanneer de CO<sub>2</sub>-prijs laag blijft (onder € 10 per ton);
- bij hogere CO<sub>2</sub>-prijzen en wanneer ook andere emissies een prijs krijgen dan gaat de redenering van de heer Verwer niet op.



## 4 Discussie

Het vorige hoofdstuk besprak de uitkomsten van de financiële berekeningen voor de verschillende centrales. In dit hoofdstuk plaatsen we het model en de uitkomsten in perspectief. Daartoe geven we eerst de resultaten van de discussie in de Bezinningsgroep Energiebeleid weer, vervolgens contrasteren we het investeerders- met het overheidsperspectief en tot slot gaan we in op de discussie in de komende jaren en de mogelijke bijdrage hieraan van de in dit project gevolgde aanpak.

### 4.1 Discussie in de Bezinningsgroep

Op 21 juni 2005 vond een openbare discussie plaats met de heer Verwer, leden van de Bezinningsgroep Energiebeleid en geïnteresseerden over de uitkomsten van het project. Daarin gaven de CE-uitvoerders namens de BG-werkgroep een presentatie over de uitkomsten van het model. De heer Verwer gaf hierop een weerwoord, waarna een discussie met de aanwezigen volgde.

Kernpunten van de reactie van de heer Verwer op het model waren:

- een model is alleen een deelweergave van de werkelijkheid. Kosten van verschillende centrales spelen een rol, maar ook het strategische perspectief. Voor wat betreft dat strategische perspectief kijkt EOn naar de hele Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt;
- de toekomstige vraag naar elektriciteit is redelijk goed in te schatten, deze zal naar verwachting flink groeien. Ook investeringskosten en rendementen van te bouwen centrales zijn goed bekend. Grote onzekerheid daarentegen is de ontwikkeling van de brandstofkosten;
- om het risico van veranderende brandstofkosten te spreiden wil EOn in de totale portfolio verschillende types centrales hebben. Kolen, gas en kernenergie zijn daarin de basisingrediënten. Er worden al veel gascentrales gebouwd, kernenergie is voorlopig niet mogelijk, dus kolen lijkt een goede optie;
- de Maasvlakte is een ideale locatie voor een kolencentrale: makkelijke aanvoer van kolen en voldoende koelwater is verzekerd. Door dat laatste kan een kolencentrale op de Maasvlakte al snel een paar procent meer rendement draaien dan dezelfde centrale in het binnenland van Duitsland;
- klimaatbeleid speelt niet een heel sterke rol in de strategische inschatting. Verwachting van EOn is dat de EU zich niet kan permitteren om de CO<sub>2</sub>-prijs te hoog op te laten lopen, omdat daardoor een concurrentienadeel ontstaat ten opzichte van landen als de VS, China en India.

Uit de discussie kwam verder naar voren dat:

- de afweging van EOn zou veranderen als 1) de gasvoorraden in de markt groter worden (van buyers- naar sellersmarkt), hierin is LNG een belangrijke ontwikkeling, of als 2) De CO<sub>2</sub>-prijs substantieel gaat stijgen. EOn acht dat zeer onwaarschijnlijk;

- consumentenvoorkeuren geen grote rol spelen in de keuze van EOn voor een bepaalde brandstof. Hoewel in het consumentensegment de brandstof een rol kan gaan spelen door de introductie van etikettering zal voor de industrie altijd de prijs doorslaggevend zijn. Wel spelen consumentenvoorkeuren een rol voor EOn bij de keuze om voorlopig geen kerncentrale neer te willen zetten in Nederland ('maken wij niet mee');
- EOn is sceptisch over kolenvergassing. Energetisch is vergassing minder goed, bovendien zijn er hoge investeringskosten;
- CO<sub>2</sub>-afvang is volgens EOn makkelijk in te passen bij een kolencentrale en dit speelt ook een rol bij de keuze voor deze brandstof. De heer Verwer kan zich goed voorstellen dat bij de bouw van een kolencentrale al rekening gehouden wordt met mogelijkheden voor afvang. Uit het model volgt dat kolenafvang al aantrekkelijk wordt bij een CO<sub>2</sub>-prijs van € 15 per ton.

## 4.2 Overheids- en investeerdersperspectief

Zoals de discussie met de heer Verwer aangeeft, is het perspectief van een elektriciteitsbedrijf breder dan alleen een puur financiële afweging. Bij een strategische keuze voor een investering in een nieuwe elektriciteitscentrale spelen veel meer zaken een rol. Naast de discussie met de heer Verwer geeft ook het jaarverslag van EOn hier een goed zicht op (Schmidt, 2004).

### 4.2.1 Investeerdersperspectief

Een aantal kernpunten vanuit het perspectief van EOn bezien willen we hieronder kort bespreken. Dit zijn:

- 1 Eigen onderneming is focuspunt, over grenzen heen.
- 2 Doel is financiële rendabiliteit, binnen maatschappelijke verantwoordelijkheid.
- 3 Korte afschrijvingstermijnen.
- 4 Risicospreiding.

#### 1 *Eigen onderneming als focus*

EOn als bedrijf is actief in Duitsland, de Benelux, Zwitserland, Oostenrijk, Polen, Tsjechië, Slowakije, Hongarije, Roemenië en Bulgarije. Het bedrijf richt zich op zowel productie als levering van elektriciteit en daarnaast levering van gas. De bedrijfsstrategie op dit moment is met name gericht op uitbreiding in Oost-Europa. EOn-Benelux is binnen het moederbedrijf een kleine partij: het eigen kapitaal van EOn-Benelux bedraagt 633 miljoen Euro, ofwel krap 5% van het totale bedrijfskapitaal van de 40 dochterondernemingen van de EOn Energie holding.

#### 2 *Doel financiële rendabiliteit, binnen maatschappelijke verantwoordelijkheid*

Financieel rendement staat voor een energiebedrijf dat in de markt wil opereren voorop. Doel van E.On is '... to maintain optimum customer service and profit outcomes across the entire (Eon) Group' ([www.eon-energie.com](http://www.eon-energie.com)). Dit streven naar financieel rendement wordt beperkt door de positie van het energiebedrijf in de maatschappij. De website van EOn Benelux meldt hierover: 'Als energieproducent zijn wij ons bewust van onze verantwoordelijkheid jegens het milieu en de niet oneindige hulpbronnen van onze aarde.'

Waar wij leven en werken, nemen wij onze verantwoordelijkheid. Overal waar we actief zijn, willen we bijdragen aan verbetering van de leefkwaliteit. Veilige arbeidsomstandigheden ter bescherming van onze medewerkers, klanten en de buitenwereld zijn voor ons van groot belang'.

### 3 *Korte afschrijvingstermijnen*

Voor investeringen in nieuwe centrales hanteert een bedrijf als EOn afschrijvingstermijnen die duidelijk onder de technische levensduur van centrales liggen. Het jaarverslag noemt als afschrijvingstermijnen '15 jaar en meer'. In dezelfde passage gaat men tegelijk uit van een technische levensduur van centrales van '40 jaar en langer' (Schmidt, 2004, p. 23).

### 4 *Risicospreiding*

Net als ieder bedrijf dat investeert wil EOn risico's zo veel mogelijk spreiden. Basisvoorwaarde voor EOn om te kunnen investeren in een land is politieke stabiliteit. Ook heeft het bedrijf behoefte aan politieke zekerheden voor de langere termijn. Over investeringen in nieuwe centrales en netwerken de thuishoofmarkt Duitsland zegt het bedrijf bijvoorbeeld: '... Damit diese milliarden-teuren Investitionen getätigt werden können, brauchen wir einen langfristigen und zuverlässigen Ordnungsrahmen vonseiten der Politik.' (Schmidt, 2004 p. 7). Hiervoor wil het bedrijf alle beschikbare energiedragers inzetten: 'EOn Energie setzt bei der Stromproduktion auf einen flexiblen Energiemix aus Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Erdgas, Öl sowie Wasserkraft und weiteren regenerativen Energien.' (Schmidt, p.24).

## 4.2.2 Overheidsperspectief

Bovenstaande kernpunten geven richting aan de strategie van een bedrijf als EOn. Daartegenover staat het perspectief van de nationale overheid in Nederland. Ook vanuit het perspectief van de overheid noemen we een tweetal kernpunten:

- 1 De Nederlandse maatschappij als focuspunt.
- 2 Marktwerking, voorzieningszekerheid en milieu als gelijkwaardige doelen.

### 1 *Nederlandse maatschappij als focuspunt*

Voor de overheid is de Nederlandse samenleving het focuspunt. Overheidsdoelstellingen gelden voor bevolking en bedrijven binnen de landsgrenzen. Dat betekent een veel smallere geografische focus dan voor een bedrijf als EOn.

### 2 *Marktwerking, voorzieningszekerheid en milieu gelijkwaardig*

In de elektriciteitssector streeft de Nederlandse overheid naar drie gelijkwaardige doelen: marktwerking, voorzieningszekerheid en milieu. Binnen Nederland moeten verschillende elektriciteitsbedrijven met elkaar op gelijke condities kunnen concurreren om klanten. Tegelijk moeten alle klanten in Nederland, waaronder zowel huishoudens als energie-intensieve industrie, op ieder moment voorzien zijn van elektriciteit. Bovendien mag de opwekking van elektriciteit geen gezondheidsschade veroorzaken bij inwoners of anderszins schadelijk zijn voor de leefomgeving. Deze doelen kunnen soms met

elkaar in conflict zijn, daarom is het telkens noodzakelijk voor de overheid om een goede balans te zoeken.

### 4.2.3 Verschillen en overeenkomsten in perspectieven

Bij vergelijking van investeerders- en overheidsperspectief vallen een aantal verschillen en overeenkomsten op:

Een verschil in perspectief tussen de investeerder EOn en de Nederlandse overheid ligt in de eerste plaats in de kijk op de markt. Voor EOn staat bedrijfswinst voorop, binnen de grenzen die daaraan door de maatschappij worden gesteld. Voor de overheid gaat het juist om het bepalen van die grenzen, en het ervoor zorgen dat binnen die grenzen verschillende partijen op gelijke voorwaarden met elkaar kunnen concurreren. Voor een nieuwe elektriciteitscentrale betekent dat, dat EOn binnen de strategische grenzen op zoek zal gaan naar het type centrale dat het hoogste financiële resultaat oplevert. De overheid staat in principe neutraal ten opzichte van het te behalen bedrijfsresultaat.

Tweede verschil is de geografische kijk. Voor EOn ligt die in West- en Oost-Europa, met op dit moment een focus op het laatste. Voor de Nederlandse overheid gaat het om de Nederlandse samenleving, waarvoor op hoger niveau samenwerking wordt gezocht binnen de Europese Unie. De vraag welk type nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland gebouwd moet worden, wordt door beide partijen dan ook op een ander geografisch niveau beoordeeld.

Derde verschil is de doelgerichtheid. Een commercieel bedrijf moet vooral renderen voor de aandeelhouders. De activiteiten van het bedrijf zijn in de eerste plaats hierop gericht. De overheid moet daarentegen rekening houden met verschillende gelijkwaardige doelen die met elkaar strijden om aandacht. Voor de elektriciteitssector zijn dat marktwerking, voorzieningszekerheid en milieu. Het vinden van een juiste balans tussen de verschillende doelen kan consequenties hebben voor de mate waarin één van die doelen kan worden bereikt. Voor een investeerder staat financieel resultaat bij de bouw van een nieuwe centrale voorop, voor de overheid gelden meerdere doelen.

#### **Perspectiefverschillen tussen investeerder en overheid:**

- bedrijfswinst versus functioneren van markt;
- geografisch perspectief;
- 1 dominant doel versus drie gelijkwaardige doelen.

Een belangrijke overeenkomst tussen beide partijen is daarentegen dat voor beiden risicospreiding van belang is. In de elektriciteitssector is brandstofdiversificatie daartoe een van de belangrijkste middelen. EOn bekijkt voor de bouw van een nieuwe elektriciteitscentrale de hele portfolio aan centrales in alle landen waarin het actief is, de Nederlandse overheid bekijkt de opgestelde centrales en importcapaciteit voor Nederland.

Een andere overeenkomst ligt in het feit dat beide partijen hun maatschappelijke verantwoordelijkheid voor het milieu erkennen. Ook een investeerder heeft baat bij het verminderen van emissies en daardoor verbeteren van het politieke draagvlak voor investeringen in nieuwe centrales. Wel ligt er een verschil in prioriteitsvolgorde. Terwijl voor een investeerder prioriteit ligt bij het behalen van een financieel rendement binnen maatschappelijke randvoorwaarden, is voor de overheid milieu een gelijkwaardig doel met de andere hoofddoelen voor de elektriciteitsvoorziening. In de uitwerking voor een nieuwe elektriciteitscentrale kan dat betekenen dat de overheid strengere eisen aan emissies stelt dan dat een investeerder dat zou doen.

Beide partijen streven bovendien naar het minimaliseren van kosten voor het realiseren van hun doelen. Een investeerder wil het maximale financiële rendement bereiken door minimaliseren van kosten, de overheid wil de maatschappelijke doelen tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten realiseren. Voor de elektriciteitscentrale betekent dat het zoeken naar een goedkoop type centrale, voor de overheid betekent dat vooral het beperken van subsidies op de elektriciteitsvoorziening.

#### **Overeenkomsten in perspectief tussen investeerder en overheid**

- risicospreiding en voorzieningszekerheid;
- maatschappelijke verantwoordelijkheid en milieu;
- kosten minimaliseren.

### **4.3 Conclusies**

Uit het bovenstaande blijkt de strategische perspectieven van een investeerder en de overheid fors uiteenlopen. De verschillende perspectieven kunnen leiden tot conflicten. Tegelijk zijn er echter ook overeenkomsten in perspectief die de basis kunnen zijn voor een constructieve samenwerking.

Of de discussie over een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland zal leiden tot een conflict danwel samenwerking tussen investeerders en overheid valt op dit moment niet te zeggen. Ook het type nieuwe elektriciteitscentrale is nog verre van duidelijk. Wanneer echter de huidige discussie over de voor- en nadelen van een kolencentrale doorzet, dan zal de inzet vermoedelijk zijn of een kolencentrale zonder aanvullende voorzieningen gebouwd wordt (perspectief investeerder), of dat door de overheid opgelegde milieurandvoorwaarden aanvullende voorzieningen als biomassa bijsmaak en CO<sub>2</sub>-opslag rendabel maken.

De voorlopige uitkomsten van het in dit rapport besproken model geven aan dat met name CO<sub>2</sub>-opslag door het beprijzen van CO<sub>2</sub> eerder rendabel kan zijn dan vermoed. Maar tegelijk vormen deze uitkomsten niet meer dan een eerste aanzet tot onderbouwing van de discussie. Een verdere uitwerking van de in dit rapport uitgezette lijnen kan bijdragen tot een onderbouwde discussie.

#### 4.4 Hoe verder?

Om de discussie die in dit project is opgepakt verder vorm te geven zien we twee lijnen. Deze betreffen in de eerste plaats het werken aan de context van het gepresenteerde model en in de tweede plaats het verbeteren van het model zelf.

##### *Modelcontext*

Uit de gevoerde discussie blijkt dat het noodzakelijk is om het investeringsmodel in een strategische context te plaatsen. Daartoe is het noodzakelijk om de strategische perspectieven van elektriciteitsbedrijven in Europa beter te begrijpen. Dat kan door de bedrijfsstrategieën van de grote elektriciteitsbedrijven in Europa ('Seven Sisters') en de partijen die in Nederland actief zijn onder de loep te nemen, bijvoorbeeld door het analyseren van jaarverslagen en het voeren van interviews met verantwoordelijken voor de strategie. Het analyseren van deze strategieën kan vervolgens aanleiding zijn voor beleidsmakers op Europees en nationaal niveau om de randvoorwaarden die zij stellen aan de elektriciteitsmarkt bij te stellen.

##### *Model*

Uitbreidingen en aanpassingen van het model die kunnen bijdragen aan verdere onderbouwing van de discussie zijn:

- 1 Beter modelleren van financiële parameters voor investeerder.
- 2 Beter modelleren van technische parameters binnen het bestaande model.
- 3 Toevoegen van nieuwe types centrales.

Door het verder modelleren van financiële parameters (bijvoorbeeld return on investment) kan meer zicht worden verkregen op de werkelijke financiële afwijkingen die binnen elektriciteitsbedrijven gemaakt worden. Ook kunnen technische parameters verder worden uitgewerkt. Perspectieven voor CO<sub>2</sub>-opslag en biomassa bijstook zijn hier belangrijke modules, evenals het modelleren van het functioneren van het CO<sub>2</sub>-emissiehandelssysteem. Ook fluctuaties in elektriciteitsprijzen en verschillen tussen basis-, midden- en pieklast kunnen beter in beeld worden gebracht. Bovendien kunnen andere centraletypes worden toegevoegd. Windenergie die niet wordt ingezet als basislast (zonder opslag) is een uitbreidingsmogelijkheid, maar ook verschillende typen biomassacentrales en de Zero Emission Power Plant (ZEPP) die op dit moment in Nederland in studie is.

Met deze uitbreidingen hopen we een verdere bijdrage te kunnen leveren aan de publieke discussie over een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland, en uiteindelijk aan een gefundeerde keuze die zowel maatschappelijk verantwoord is als rendabel voor een investeerder.



## Literatuurlijst

### **AOO, 2002**

MER-LAP, achtergronddocument A28; capaciteit verbranden. Uitgegeven door AOO te Utrecht. Jaar van uitgave 2002  
Zie ook: Croezen, H.J. 2001

### **Croezen, H.J., 2001**

H.J. Croezen, J.T.W. Vroonhof, M. Blom  
Scenario's voor verbrandingscapaciteit voor brandbaar afval  
CE, Delft, 2001

### **DEA, 2004**

Danish Energy Authority  
Technology data for electricity and heat generating plants  
Copenhagen, 2004

### **Feber, M.A.P.C., 2000**

M.A.P.C. de Feber, D.J. Gielen  
Biomass for greenhouse gas emission reduction Task 7 : energy technology  
characterisations  
Petten : ECN, 2000

### **Hopia, R., 2003**

Raimo Hopia  
Kvaerner Power Oy, Tampere  
Boiler technology for biomass CHP plants  
Finland, 2003

### **Jansen, H., 2000**

Milieu-effectrapportage : meestoken van hout, biomassa en ABI-slib in Centrale  
Gelderland, eenheid 13 te Nijmegen  
Nijmegen : EPON n.v. Elektriciteitsmaatschappij Oost- en Noord-Nederland,  
2000

### **Jordal, K., 2004**

Kristin Jordal, Marie Anheden, Jinying Yan, Lars Strömberg  
Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO<sub>2</sub> capture : opportuni-  
ties and challenges  
Contribution to GHGT-7 conference, Vancouver, September 2004  
Stockholm : Vattenfall, 2004

**Lako, P., 2004**

P. Lako

Coal-fired power technologies : coal-fired power options on the brink of climate policies

Petten : ECN, 2004

**Leach, M.D.**

Michael D. Leach, Henry Manczyk

Combined Heat and Power Generation and District Heating in Denmark : history, goals, and technology

**Lundquist, R., ...[et al.], 2003**

Ragnar Lundqvist, ...[et al.]

A major step forward : the supercritical CFB Boiler

Foster Wheeler Energia Oy

PowerGen International, 2003

**McAloon, A., ...[et al.], 2000**

Andrew McAloon , ...[et al.]

Determining the cost of producing ethanol from corn starch and lignocellulosic feedstocks NREL/TP-580-28893

National Renewable Energy Laboratory, Biotechnology Center for Fuels and Chemicals, 2000

**Schmidt, N., 2004**

Nikolaus Schmidt

EON Energie AG, Kommunikation und Politik

München, 2004

**Tennet, 2005**

Tennet

Rapport Monitoring leveringszekerheid 2004-2012

Arnhem, 2005

**Vainikka, P., 2004**

Vainikka, P,...[et al.]

Optimised multifuel CHP with high performance and low emissions at pietarsaari pulp and paper mills.

Helsinki, 2004

In : Proceedings of the Pulpaper 2004 conference, 1.-3. June

**Vainikka, P., 2004**

Pasi Vainikka

Cofiring in large scale CFB : experiences gained from experiments with the world's largest biofuel fired CFB of Alholmens Kraft, Finland

VTT Processes, Finland

2<sup>nd</sup> World conference and technology exhibition on Biomass for energy, industry and climate protection, Rome, 2004



**VTT, 2001**

The world's largest biofuel CHP plant

Alholmens Kraft, Pietarsaari

OPET

In : VTT Energy 4/2001