



## Visie op realisering groot aandeel duurzame elektriciteit

Synthese van Green4sure en  
Energieagenda 2020

### Rapport

Delft, september 2008

Opgesteld door: Project EnergieAgenda - Green4sure  
Werkgroep Hernieuwbare Elektriciteit  
Gefaciliteerd door CE Delft, auteurs:  
M.J. (Martijn) Blom  
C. (Cor) Leguijt  
F.J. (Frans) Rooijers



# Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

M.J. (Martijn) Blom, C. (Cor) Leguijt, F.J. (Frans) Rooijers

Visie op realisering groot aandeel duurzame elektriciteit

Synthese van Green4sure en Energieagenda 2020

Delft, CE, 2008

Energiebeleid / Elektriciteit / Duurzaamheid / Capaciteit / Technologie / Kosten /  
Investerings / Financiering / Economische factoren / Beleidsinstrumenten

Publicatienummer: 08.3560.47

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Opdrachtgever: SNM en EnergieNed.

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers.

© Copyright, CE, Delft

## **CE Delft**

### **Oplossingen voor milieu, economie en technologie**

CE Delft 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.

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

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

# Inhoud

Uitgebreide samenvatting	1
1 Inleiding	7
1.1 Inleiding	7
1.2 Proces	7
1.3 Ambitie	7
1.4 Twee pijlers	8
1.5 Afbakening en randvoorwaarden	9
1.6 Leeswijzer	11
2 Mogelijkheden en kosten	13
2.1 Uitgangspunten	13
2.2 Kosten en potentiëlen	13
2.3 Toekomstige kostenontwikkeling	16
2.4 Europese en internationale dimensie	17
3 Beleidsinstrumenten	19
3.1 Uitgangspunt	19
3.2 Indeling beleidsinstrumenten	20
3.3 Europees beeld ingezette instrumenten	21
3.4 Beschrijving van hoofdinstrumenten	23
3.4.1 Verplicht aandeel duurzaam (quotum)	23
3.4.2 Terugleververgoeding (feed-in premie)	26
3.4.3 Investeringssubsidie via tendersysteem	27
3.5 Beoordeling	28
3.6 Conclusie	30
4 Techniekspecifieke accenten	33
4.1 Inleiding	33
4.2 Inzet van biomassa in centrales	33
4.2.1 Kapitaalintensief en kapitaalextensief	33
4.2.2 Probleemanalyse	34
4.2.3 Mogelijke oplossingsrichtingen	36
4.2.4 Beoordeling en conclusie	40
4.3 Windenergie	41
4.3.1 Introductie	41
4.3.2 Probleemanalyse	41
4.3.3 Oplossingsrichtingen	42
5 Betalen van meerkosten	45
5.1 Inleiding	45
5.2 Indicatie van de meerkosten	45
5.3 Wijze van financiering	46
5.3.1 Via rijksbegroting	46
5.3.2 Via de aardgasbaten	47
5.3.3 Via de elektriciteitsstarieven	47

5.4	Beoordeling	49
5.5	Conclusie	50
6	Naar een visie	53
6.1	Inleiding	53
6.2	Synthese	53
6.3	Visie	55
6.3.1	Korte termijn	55
6.3.2	Lange termijn	56
	Literatuur	59

# Uitgebreide samenvatting

## Achtergrond

De ambities voor hernieuwbare energie van de Nederlandse overheid zijn hoog: in 2020 moet 20% van alle energie uit hernieuwbare bronnen afkomstig zijn<sup>1</sup>. Zowel elektriciteit, warmte als motorbrandstoffen zullen een groot aandeel uit hernieuwbare bronnen moeten krijgen. Uit verschillende scenariostudies blijkt dat, gegeven de achterblijvende ontwikkeling van duurzame motorbrandstoffen en duurzaam gas c.q. warmte, de 'energiedrager elektriciteit' een aandeel duurzaam van tussen de 30% en 40% zal moeten bereiken opdat aan de totale Nederlandse doelstelling voldaan zal kunnen worden. Het huidige aandeel van hernieuwbare elektriciteit ligt op 6%, terwijl het aandeel duurzame energie 2,6% van het totale energiegebruik bedraagt.

Het stimuleren van nieuwe energietechnologieën vereist een lange adem; immers nieuwe technieken doen er al gauw twintig jaar of langer over om een wezenlijke bijdrage te leveren. De overheid is de enige organisatie die een langetermijnperspectief kan bieden aan marktpartijen die willen investeren in dergelijke nieuwe technologieën. De hier gepresenteerde visie voor het bereiken van een aandeel van 30-40% hernieuwbare elektriciteit is tot stand gekomen als een synthese tussen de 'Energieagenda 2007-2020' van EnergieNed en het energieplan 'Green4sure' van de gezamenlijke natuur- en milieuorganisaties. De 'visie' is een resultaat van intensieve discussie tussen Stichting Natuur en Milieu, EnergieNed, Nuon, Essent, Eneco, Greenchoice, Greenpeace, de DE-koepel en ABVAKABO FNV<sup>2</sup>.

De visie maakt een onderscheid tussen stappen die op korte termijn (tot 2015) gezet moeten worden en de stappen die op lange termijn noodzakelijk zijn (na 2015). De visie richt zich op het beleidsinstrumentarium dat nodig is voor grootschalige implementatie ('meters maken') van hernieuwbare technieken. Innovatie komt zijdelings aan bod.

## Structurele dekking kostprijsverschil

De huidige elektriciteitsvoorziening is voor 94% gebaseerd op fossiele brandstoffen en is dus niet duurzaam. De meeste hernieuwbare technieken zullen in 2020 (fors) duurder zijn dan conventionele technieken, ondanks toenemende brandstofprijzen en kostenvoordelen die bij nieuwe technieken op lange termijn kunnen ontstaan. De gemiddelde meerkosten ten opzichte van conventionele elektriciteit zullen in 2020 nog altijd tussen de 3 en 4 Eurocent per kilowattuur bedragen en hangen sterk af van daadwerkelijke brandstofprijzen en CO<sub>2</sub>-prijzen.

---

<sup>1</sup> Het minimumaandeel hernieuwbaar in Nederland wordt in het Commissievoorstel gesteld op 14% van het eindgebruik in 2020 wat overeenkomt met circa 16% van het totale energiegebruik. Dit is lager dan de beoogde 20% van het totale energiegebruik uit het Werkprogramma.

<sup>2</sup> Conclusies uit deze publicaties worden echter niet noodzakelijkerwijs door alle organisaties met de stelligheid onderschreven waarmee ze zijn opgeschreven. In het bijzonder bij de wenselijkheid en de verwachting ten aanzien van het ontstaan van een reële mogelijkheid van een goed werkend verplichtingssysteem worden door enkele organisaties kanttekeningen geplaatst.

Wind (op zee en op land) en biomassa zullen hoofdzakelijk moeten zorgen voor de 30 á 40% hernieuwbare elektriciteit in 2020. Pas bij een substantiële CO<sub>2</sub>-prijs (ruwweg rond de € 60 à € 70 per ton CO<sub>2</sub>) kunnen deze technieken rendabel worden. Algemeen wordt aangenomen dat de emissiehandelprijs niet verder zal oplopen dan € 30 per ton. Het beleid om 30% a 40% hernieuwbare elektriciteit te realiseren moet er dus op gericht zijn om structureel het resterende kostprijsverschil te dekken. Voor realisatie van grote productiehoeveelheden (30-40%) bestaat de keuze in hoofdzaak uit:

- Voortzetting SDE, met terugleververgoedingen voor marktrijpe technieken, met twee opties:
  - dekking uit belastingen;
  - dekking uit heffing op elektriciteit.
- Investeringsubsidies gericht op nieuw vermogen.
- Verplichtingssysteem met verhandelbare groencertificaten.

De werkgroep is van mening dat investeringsubsidies voor het realiseren en benutten van grote productievolumes minder geschikt zijn omdat de subsidie-steun (vooraf) wordt verstrekt op de realisatie van het project en niet op de feitelijke hernieuwbare productie. Daarnaast is innovatiebeleid nodig om de kostprijs van nieuwe technieken sterk te verlagen. Voor innovaties zijn onderzoekssubsidies wel geschikt.

### **Ambitieniveau technisch haalbaar, kosten 2 miljard Euro jaarlijks**

Het ambitieniveau van 35% is in principe technisch haalbaar, waarbij wind-energie en het mee- en bijstoken van biomassa een grote rol opeisen in de hernieuwbare stroommix. Voor het beoogde ambitieniveau van 30% tot 40% is een totaalbedrag nodig oplopend tot 2 miljard Euro per jaar in 2020, inclusief reeds gereserveerde SDE en MEP-bedragen<sup>3</sup>. Mogelijke additionele kosten van de toepassing van intermitterende hernieuwbare energietechnieken (zoals noodzaak van opslag, bouw van back-up vermogen of versterking van het net) met een toenemend marktaandeel van deze technieken komen hier nog bij. Naar verwachting speelt dit pas na 2020.

De genoemde bedragen zijn alleen haalbaar indien de overheid kiest voor een stabiel instrumentarium en de juiste marktomstandigheden schept voor een snelle groei van de inzet van biomassa, wind op land en wind op zee. Doet de overheid dat niet dan kunnen de kosten voor deze doelstelling toenemen voor de consument en kan het bereiken van de 20%-doelstelling ernstig in gevaar komen door technische beperkingen.

---

<sup>3</sup> Het betreft hier de totale kosten in 2020. Ook na 2020 zullen kosten noodzakelijk zijn om alleen al een deel van het bestaande park te laten produceren.



### **Korte termijn (tot 2015)**

De werkgroep pleit ervoor om de SDE-regeling in te zetten om zowel grootschalige (wind en biomassa) als innovatieve opties (bijv. zonne-energie) te stimuleren. De werkgroep stelt voor op korte termijn (tot 2015) uit te gaan van de bestaande SDE-regeling en deze op een aantal punten te verbeteren:

- langdurige financiële zekerheid;
- flankerende maatregelen voor windenergie op zee;
- SDE-tender voor kapitaalextensieve biomassa;
- financiering SDE via elektriciteitsprijs.

Deze punten worden hieronder nader uitgewerkt<sup>4</sup>.

#### *Langdurige financiële zekerheid*

De deelnemende partijen achten langdurig politiek commitment aan de investeringen die samenhangen met het bereiken van de doelen voor hernieuwbaar een cruciale randvoorwaarde. De politiek moet ook voor opvolgende kabinetten tijdig de noodzakelijke middelen reserveren. Belangrijkste aanbeveling van de werkgroep is om draagvlak in de samenleving te waarborgen voor het benodigde bedrag voor de groei van hernieuwbare elektriciteit tot 2020.

#### *Flankerende maatregelen windenergie op zee*

Voor windenergie op zee is vooral de door de overheid gecreëerde investeringsonzekerheid de oorzaak van de stagnerende ontwikkeling. Aan ambitieuze overheidsplannen en -doelen geen gebrek, aan consistente omzetting in daden des te meer. Er zijn toezeggingen om een aantal knelpunten uit de weg te ruimen, zoals het inrichten van één loket voor investeerders, het aanwijzen van gebieden waar wind voorrang heeft, en het koppelen van vergunnings- en subsidietrajecten. Naast het daadwerkelijk en snel realiseren van deze drie punten, blijven er daarnaast nog twee over. Namelijk het treffen van maatregelen zodat de voor de volumedoelen van de overheid benodigde subsidievolumes worden veiliggesteld, en het regelen van de beschikbaarheid van de infrastructuur (aansluitpunt en aansluitkabels). De werkgroep pleit er expliciet voor deze infrastructuurkosten niet langer te verhalen op de investeerder in windenergie, maar deze via de nettarieven 'om te slaan' op de gebruiker.

#### *SDE-tender voor kapitaalextensieve biomassa*

De werkgroep adviseert per onmiddellijke ingang om voor kapitaalextensieve biomassa (meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales) een tender te introduceren. De SDE biedt ruimte om de subsidiepremie per kWh te tenderen in plaats van te verstrekken op basis van 'first come, first serve'. Om scherpe fluctuaties in de inzet van biomassa te vermijden, wordt deze premie voor enkele tot meerdere jaren aanbesteed afhankelijk van de soort biomassa. De feed-in premies worden achteraf gecorrigeerd voor de prijsontwikkeling van de fossiele (primaire) brandstof en biomassaprijs, zodat alleen de daadwerkelijke meerkosten inclusief een marge vergoed worden aan de exploitant. Naar verwachting van de werkgroep zullen er binnenkort, met het volwassen worden van de

---

<sup>4</sup> Daarnaast vraagt een goed werkende markt voor hernieuwbare elektriciteit tevens om het wegnemen van knelpunten in vergunningprocedures zodat voldoende en tijdig nieuwe projecten gerealiseerd kunnen worden.

biomassamarkten, betrouwbare prijsindices beschikbaar komen die inzicht geven in de prijsontwikkelingen van biomassastromen. Aan de tender worden de duurzaamheidseisen van de Commissie Cramer verbonden.

Om te voorkomen dat extra investeringen in kolen- en gascentrales worden uitgelokt, wordt in de regeling uitsluitend de marginale bijstookrentabiliteit verbeterd.

#### *Financiering via elektriciteitsprijs*

De crux is in de eerste plaats dát er voldoende vertrouwen is dat het bedrag beschikbaar komt voor hernieuwbare elektriciteit. De werkgroep is er niet van overtuigd dat financiering via de elektriciteitsprijs uiteindelijk meer zekerheid biedt aan de investeerder dan financiering via de rijksbegroting. Beide bieden geen 100% garantie dat financiering onverwachts wordt uitgehold door politieke keuzes. De werkgroep pleit er desalniettemin voor op korte termijn voorbereidingen te treffen om een SDE-toeslag op de elektriciteitsprijzen in te voeren voor minimaal een deel van de totale meerkosten. De belangrijkste argumenten hiervoor zijn:

- Dit levert ook een bijdrage aan energiebesparing via verhoging van de elektriciteitsprijs.
- Dit levert meer flexibiliteit op ten aanzien van het kunnen anticiperen op nieuwe ontwikkelingen bij ondersteuning van de verschillende hernieuwbare energietechnieken. De inschatting van de werkgroep is dat het lastiger is overheidsbudgetten kortstondig te verhogen dan de elektriciteitsopslag te verhogen teneinde onverwachte kansen te ondersteunen.
- De financieringsbasis (aantal kilowatturen) vormt een inhoudelijke koppeling met de absolute omvang van het op te lossen probleem. De gebruiker betaalt mee aan verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening, waarbij de totale kosten worden omgeslagen op basis van de omvang van het gebruik. Hoe meer het gebruik, hoe groter het te bestrijden probleem, hoe hoger ook de bijdrage waarmee het probleem wordt bestreden.
- Een elektriciteitsprijsopslag levert een zachte landing in het geval er een Europese verplichting komt voor duurzaam (die dan ook zal leiden tot doorvertaling in de kWh-prijzen).

De gebruikersheffing in 2020 zal tussen de één en twee Eurocent per gebruikt kilowattuur bedragen, afhankelijk van de omvang van de hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare stroom en de mogelijkheid tot vrijstelling van internationaal concurrerende grootverbruikers. Indien besloten wordt deze groep uit te zonderen, dan pleit de werkgroep om hiervoor dezelfde uitzonderingscriteria te hanteren zoals die door de Europese Commissie met betrekking tot EU emissiehandel zijn opgesteld ('box-3').

Uitgaande van de hoge ambities met hernieuwbare elektriciteit zal de stroomgebruiker op den duur moeten wennen aan de hogere stroomprijzen. Het hoge ambitieniveau betekent een verzwaring van de lasten van een gemiddeld huishouden van 60 à 100 Euro in 2020. De werkgroep ziet de in het Energierapport 2008 genoemde mogelijkheid om de aardgasbaten te gebruiken voor de financiering als een goede manier om innovatie te stimuleren. Voor





implementatie kan het alleen een aanvulling op een gebruikersheffing vormen indien door hoge brandstof- en elektriciteitsprijzen het draagvlak voor *maximale* doorberekening van de meerkosten in de elektriciteitsprijs afwezig is. In een dergelijk *terugvalscenario* heeft deze financieringsoptie de voorkeur boven de financiering op begrotingsbasis. Door dan bijvoorbeeld te kiezen voor een mix van aardgasbaten en gebruikersheffingen kunnen deze koopkrachteffecten van hernieuwbaar energiebeleid verzacht worden.

De werkgroep is tenslotte van mening dat een gebruikersheffing gebaseerd op uitsluitend grijze stroom niet realistisch is gezien de ervaringen met REB 36i ('buitenland lek'). Daarbij komt dat grijze stroom als financieringsbasis tot onverwachte switches van 'grijs' naar 'groen' kan leiden die de financieringsbasis uithollen. De werkgroep pleit daarom voor een brede financieringsbasis om de transitie naar een duurzame elektriciteitsvoorziening te realiseren.

### **Lange termijn (na 2015)**

Voor stimulering van duurzame energieproductie op de lange termijn (vanaf 2015) pleit de werkgroep voor invoering van een EU-verplichting in een koplopergroep (onder andere Verenigd Koninkrijk, Polen, Zweden en België). Dit betreft een jaarlijks oplopend verplicht aandeel hernieuwbaar van de *consumptie* van elektriciteit die bij leveranciers van elektriciteit wordt neergelegd. De leveranciers kunnen aan de verplichting voldoen door zelf in hernieuwbare elektriciteit te investeren of deze in te kopen met binnenlandse of buitenlandse groencertificaten. De belangrijkste argumenten die de keuze voor een Europese verplichting rechtvaardigen, zijn:

- Een verplichting kent goede garanties op het bereiken van de doelstelling in tegenstelling tot de SDE-regeling waar deze invloed afwezig is. Onder voorwaarde van een realistische verplichting en boete kan bij een verplichtingensysteem met grote zekerheid worden gezegd hoeveel productie van hernieuwbare elektriciteit gehaald wordt.
- Ten tweede kan Nederland met een relatief hoog prijsniveau voor hernieuwbare elektriciteit profiteren van goedkopere inkoop van buitenlandse groene stroom. Dit kan kostenvoordelen opleveren oplopend tot 20% van de eerdergenoemde 2 miljard Euro per jaar.
- Tenslotte kan dynamische concurrentie tussen technieken onderling het laatste, beslissende duwtje geven op weg naar zelfstandige concurrentie met grijze stroom.

#### *Verplichting onder voorwaarden*

Een harde randvoorwaarde voor een verplichtingensysteem is een goed werkend systeem van groencertificaten tussen de deelnemende landen, zodat de goedkoopste locaties en technieken kunnen worden gebruikt. Tevens zullen deelnemende landen voldoende mate van afstemming van het randvoorwaardenbeleid moeten hebben om te voorkomen dat onnodig steungeld over de grens verdwijnt. Alle deelnemende overheden (van de deelnemende landen) dienen zich te onthouden van marktversturende ingrepen. Tenslotte dient markttoezicht te voorkomen dat machtsposities ontstaan, bijvoorbeeld voor energiebedrijven met eigen productievermogen ten opzichte van energiebedrijven die hier niet

over beschikken. Deze voorwaarden zijn cruciaal voor de werkgroep: als niet aan deze condities wordt voldaan, dient de verbeterde SDE voortgezet te worden tot hernieuwbare elektriciteit kan concurreren met grijze stroom onder Europese emissiehandel.

Een invoering vóór 2015 wordt niet haalbaar geacht, vanwege de benodigde tijd voor besluitvorming in EU-verband en de tijd die nodig is voor deelnemende bedrijven om in een gelijke positie te komen om de verplichting te realiseren.

Indien een Europese verplichting werkelijkheid wordt, dient ervoor te worden gezorgd dat veelbelovende technieken, zoals zon-pv, blauwe elektriciteit, zonnecentrales, onder een verplichting niet het onderspit delven. Daarom blijven aanvullende feed-in tarieven voor duurzame technieken gedurende lange tijd noodzakelijk (minimaal tot 2020). In die zin kan gesproken worden van een *hybride systeem*, waarbij feed-in vergoedingen en groencertificaten samen verantwoordelijk zijn voor een voldoende vergoeding van de onrendabele top van hernieuwbare technieken.

De werkgroep adviseert daarbij om één verplicht aandeel hernieuwbaar te introduceren resulterend in een basiscertificaatprijs, waarbij verdere differentiatie kan worden aangebracht door middel van verschillende feed-in vergoedingen voor specifieke technieken. De combinatie met feed-in premies voor duurdere technieken zorgt ervoor dat de totale kosten van de verplichting en de windfall profits voor producenten beheersbaar blijven<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> In een verplichting wordt de certificaatprijs door de duurste techniek bepaald om aan de doelstelling te voldoen.



# 1 Inleiding

## 1.1 Inleiding

De hier gepresenteerde visie voor het bereiken van een aandeel van 35% hernieuwbare elektriciteit is tot stand gekomen als een synthese tussen de 'Energieagenda 2020' van EnergieNed en het energieplan 'Green4sure' van de gezamenlijke natuur- en milieuorganisaties en vakbonden. De visie is een resultaat van intensief overleg en discussie tussen Stichting Natuur en Milieu, EnergieNed, Nuon, Essent, Eneco, Greenchoice, Greenpeace, de DE-koepel en ABVAKABO FNV.

De visie bevat een stappenplan voor de korte en lange termijn om het ambitieniveau van 35% voor hernieuwbare elektriciteit te realiseren. Daarnaast hebben we alle belangrijke overwegingen en argumenten voor de keuze voor bepaalde beleidsinstrumenten in deze publicatie op een rij gezet.

In de visie wordt een onderscheid gemaakt tussen stappen die op *korte termijn* (tot 2015) gezet moeten worden en de stappen die op *lange termijn* noodzakelijk zijn (na 2015). Deze stappen voor de lange termijn zullen echter al in de periode tot 2010 voorbereid moeten worden. De visie gaat tenslotte ook in op de financiering van al deze plannen. De koopkrachteffecten worden in een aparte notitie behandeld.

## 1.2 Proces

Deze publicatie is het resultaat van intensieve discussie tussen deelnemende partijen gefaciliteerd door CE Delft. Hieruit is een gedeelde visie ontstaan over de stappen die gezet moeten worden om een groot aandeel hernieuwbare elektriciteit te bereiken. Conclusies uit deze publicaties worden echter niet noodzakelijkerwijs door alle organisaties met de stelligheid onderschreven waarmee ze zijn opgeschreven. In het bijzonder bij de wenselijkheid en de verwachting over het ontstaan van een reële mogelijkheid van een goed werkend verplichtingssysteem worden door enkele organisaties kanttekeningen geplaatst.

## 1.3 Ambitie

De ambities voor het ontwikkelen van hernieuwbare energie zijn hoog: in 2020 moet 20% van alle energie uit hernieuwbare bronnen afkomstig zijn<sup>6</sup>. Het huidige aandeel duurzame elektriciteit in Nederland ligt op 6%, terwijl het aandeel duurzame energie 2,6% van het totale energiegebruik bedraagt.

---

<sup>6</sup> De EU-taakstelling betreft 14% van het finale energiegebruik voor energietoepassingen in 2020. Het Schoon en Zuinig-doel is 20%.

Het realiseren van 20% duurzame energie in 2020 is een hele grote opgave die alleen haalbaar is als alles op alles wordt gezet. Tot op heden is onduidelijk in welke mate de 'overige energiedragers' motorbrandstoffen, gas en warmte zullen bijdragen aan de 20% duurzame energiedoelstelling. Algemeen wordt aangenomen dat de doelstellingen hier nog lastiger te realiseren vallen. In het realistische scenario waarin de ontwikkeling van deze energiedragers achterblijft, zal een hoger ambitieniveau van de elektriciteitssector worden verwacht. Bijdragen van 30-40% hernieuwbare elektriciteit zijn dan op termijn niet uit te sluiten. In deze visie gaan wij uit van een te bereiken aandeel van 35% hernieuwbare elektriciteit in 2020.

Dit ambitieniveau voor hernieuwbare elektriciteit kan echter in Nederland alleen worden bereikt met een maximale inspanning van alle betrokken partijen waarbij naar verwachting de aankoop van groencertificaten voor hernieuwbare energie van andere lidstaten noodzakelijk is om de eigen inspanning op het gebied van duurzame energie aan te vullen<sup>7</sup>. Uit eerdere analyses blijkt dat Nederland niet het enige land is dat moeilijk de doelstelling kan bereiken; meerdere landen kampen met dit probleem. De onderstreept de noodzaak om in eerste instantie alles zelf uit de kast te halen door een maximale Nederlandse inspanning te leveren.

#### 1.4 Twee pijlers

Om ambitieuze doelen voor hernieuwbare elektriciteit te bereiken is een stimuleringskader nodig dat de juiste prikkels geeft aan energiebedrijven, projectontwikkelaars, banken én energiegebruikers om dit mogelijk te maken. Er moet een markt gecreëerd worden voor hernieuwbare elektriciteit zonder dat het stimuleringskader steeds wordt aangepast, en zonder alle marktverstoringen zoals we die de afgelopen jaren hebben gekend. Deze visie geeft aan welke stappen gezet moeten worden om tot een stabiele markt voor hernieuwbare elektriciteit te komen. Daarbij vormen de energieplannen *Green4sure* en *Energieagenda 2007-2020* belangrijke pijlers voor deze visie. *Green4sure* is het groene energieplan dat op verzoek van de milieuorganisaties door CE Delft is opgesteld. De *Energieagenda 2007-2020* kan gezien worden als de bijdrage van EnergieNed aan het project Schoon en Zuinig. In Tabel 1 presenteren we een overzicht tussen de Energieplannen *Green4sure* en *Energieagenda 2007-2020*.

---

<sup>7</sup> Zie MNP/ECN, 2008. Alleen in het geval dat de EU strikt aanvullend beleid voert, bijvoorbeeld op het gebied van energieverbruiknormen voor elektrische apparaten, kan het EU doel bereikt worden zonder aankoop van groencertificaten.



Tabel 1 Overzicht Green4sure en Energieagenda 2020

	Green4sure	Energieagenda 2007-2020
Hoofdinstrument CO <sub>2</sub> -reductie	EU ETS, aanvullend beleid noodzakelijk	Market-based instruments zoals EU ETS, aanvullend beleid noodzakelijk
Doel hernieuwbaar	Geen specifiek doel, aansluiting bij 20% G4S komt op 16%	Geen specifiek doel Flexibele aanpak klimaatdoelen bespaart kosten
Instrumenten hernieuwbaar KT (2012)	Terugleververgoeding hernieuwbare elektriciteit (bij biomassa naar rato van CO <sub>2</sub> -winst)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- verbeterde MEP;</li> <li>- gefaseerd invoeren van duurzaamheidscriteria voor biomassa;</li> <li>- stroomlijnen van vergunningen procedures;</li> <li>- realiseren van netverzwaring voor inpassing hernieuwbaar;</li> <li>- zorgen voor een Europese regeling voor de stimulering van duurzame energie.</li> </ul>
Instrumenten hernieuwbaar (LT)	Na 2012 klimaatbudget en verplichting hernieuwbare elektriciteit	Europees systeem voor stimulering, denkbaar is een geharmoniseerd subsidie- of verplichtingensysteem

Tabel 1 laat zien dat er geen dramatische verschillen bestaan tussen beide plannen. Het accent ligt op marktconforme instrumenten gericht op CO<sub>2</sub>-reductie die vooral Europees ingezet en aangescherpt moeten worden. Wat betreft het specifieke beleid gericht op het ontwikkelen van hernieuwbare elektriciteit zetten beide plannen in op een verbetering van het systeem van terugleververgoedingen (MEP), dat inmiddels is gerealiseerd. Voor de lange termijn zet Green4sure in op een verplichting aandeel hernieuwbare elektriciteit, waarbij in het midden wordt gelaten of dit Nederlands of Europees ingevoerd zou moeten worden. De Energieagenda kiest nadrukkelijk voor een Europese benadering, waarbij feed-in vergoedingen of verplichtingen als mogelijke uitvoeringsmodaliteiten worden gezien.

Gegeven deze gemeenschappelijke basisvisie kan deze visie dan vooral gezien worden als een nadere uitwerking van beide energieplannen met het oog op het ontwikkelen van een stabiele hernieuwbare elektriciteitsmarkt in de periode tot 2020.

## 1.5 Afbakening en randvoorwaarden

De werkgroep heeft zich primair gericht op het ontwikkelingstraject van implementatie van grote hoeveelheden. 'Meters maken' in termen van Jaqueline Cramer's *Schoon en Zuinig*. Daarnaast zal innovatie cruciaal zijn om ervoor te zorgen dat enerzijds voldoende nieuwe technieken straks op de plank liggen om de doelstelling in 2020 te kunnen bereiken en anderzijds de bestaande technieken verbeterd en goedkoper ingezet kunnen worden. Investerings in technologieontwikkelingen - waarin Nederland een vooraanstaande positie kan innemen - is cruciaal voor de ontwikkeling van duurzame energie en het terugdringen van broeikasgassen. Dit betekent dat scherpere keuzes moeten worden gemaakt. Deze agenda gaat niet in op de keuzes die Nederland zou

moeten maken in de stimulering van toegepast onderzoek en demonstratieprojecten van duurzame energietechnologieën.

Het stimuleren van duurzame energietechnologieën vereist een lange adem; immers nieuwe technieken doen er al gauw twintig jaar of langer over voordat deze een wezenlijke bijdrage kunnen leveren aan een duurzame energievoorziening.

Binnen elk van de verschillende ontwikkelingsstadia<sup>8</sup> zijn specifieke knelpunten te identificeren. Indien een techniek marktrijp is en alle kinderziekten zijn overwonnen, kan grootschalige marktintroductie plaatsvinden. In deze fase komen hernieuwbare energieprojecten niet van de grond zonder extra geld. Ondanks toenemende brandstofprijzen en CO<sub>2</sub>-prijzen zal het merendeel van het te ontwikkelen potentieel een onrendabele top kennen zeker tot 2020.

De gemiddelde meerkosten van hernieuwbare elektriciteit bedragen in 2020 nog altijd tussen 3 en 4 Eurocent per kilowattuur. Grofweg betekent dit dat een CO<sub>2</sub>-prijs van circa € 60 tot € 70 per ton CO<sub>2</sub> noodzakelijk is om projecten rendabel te kunnen realiseren. Bij een dergelijk prijsniveau kunnen hernieuwbare energieprojecten binnen EU-ETS zonder extra steunmaatregelen commerciële toepassing vinden. Algemeen wordt aangenomen dat de verwachte prijs van emissierechten grofweg tussen de € 7 en € 30 per ton CO<sub>2</sub> zal liggen in de periode 2012 tot 2020. De Europese Commissie zelf schat de gemiddelde CO<sub>2</sub>-prijs in de periode na 2012 in op circa € 30 per ton CO<sub>2</sub>. In dat geval zal rekening moeten worden gehouden met een onrendabele top van minimaal € 30/ton CO<sub>2</sub> tot 2020. Deze onrendabele top zal overbrugd moeten worden door specifieke instrumenten

Uiteindelijk is dit een tijdelijk situatie, waarbij de noodzaak tot additionele ondersteuning wegvalt wanneer de stroomprijs inclusief CO<sub>2</sub>-opslag voldoende is om de investeringen vanzelf van de grond te krijgen. De vraag wanneer dit omslagpunt bereikt wordt, hangt sterk af van de leercurve die een techniek doorloopt (zie paragraaf 2.3). De huidige verwachting is dat de belangrijkste technieken wind en biomassa zeker tot 2020 nog een onrendabele top kennen.

Een belangrijke factor in de ontwikkeling van duurzame energietechnologieën is verder het optreden van de overheid. Als er één succesfactor in het afgelopen vijftien jaar van stimulering van duurzame energie moet worden aangewezen, dan is de voorspelbaarheid van het overheidsbeleid.

In Denemarken formuleerde de overheid een duidelijke visie, stelde heldere spelregels op en zorgde voor een voorspelbare financiële ondersteuning. De Nederlandse overheid veranderde meerdere momenten van strategie (bijv. van REB naar MEP en van MEP naar SDE) en was veranderlijk in haar subsidie- en belastingbeleid met om de paar jaar nieuwe subsidiestructuren. Voorbeeld betreft het stopzetten van subsidies voor grootschalige windenergie op zee en grootschalige biomassaprojecten. De overheid is de enige organisatie die dit langetermijnperspectief kan bieden aan marktpartijen die willen investeren. Wij zien dan ook deze gezamenlijke visie van marktpartijen en maatschappelijke organisaties als een belangrijk resultaat dat richting geeft aan dit toekomstige stimuleringsbeleid.

---

<sup>8</sup> Later in deze publicatie zullen we deze ontwikkelingsstadia preciezer omschrijven.



## 1.6 Leeswijzer

De eindpublicatie geeft allereerst in *hoofdstuk 2* een overzicht van kosten en technische mogelijkheden om het ambitieniveau van 30-40% in te vullen.

In *hoofdstuk 3* beschrijven de mogelijke beleidsinstrumenten die ingezet kunnen worden. De werkgroep komt vervolgens tot een beoordeling van instrumenten en trekt tenslotte conclusies ten aanzien van de wenselijkheid van bepaalde instrumenten.

In *hoofdstuk 4* gaan we in op techniek-specifieke accenten die worden gelegd. Vooral biomassa en windenergie zijn technieken die grootschalig en zonder vertraging uitgerold moeten kunnen worden om het beoogde groeitempo waar te kunnen maken. Voor de periode tot 2020 zijn windenergie en biomassa de belangrijkste technieken die op grote schaal de transitie naar een duurzame elektriciteitsvoorziening voor hun rekening nemen.

*Hoofdstuk 5* bevat een overzicht van kosten van maatregelen en mogelijke wijzen van financieren van de maatregelen. De werkgroep komt tot slot van dit hoofdstuk met het oordeel en conclusie.

De koopkrachteffecten worden in een aparte notitie behandeld.

Uitgezonderd hoofdstuk 2, kennen de hoofdstukken een vergelijkbare opbouw. De hoofdstukken beginnen met een beschrijvend deel (gebaseerd op onder andere rapportages van ECN en MNP) en ronden tenslotte af met het oordeel en conclusie van de werkgroep. Door deze opbouw worden feiten en standpunten/meningen van de werkgroep strikt van elkaar gescheiden.





## 2 Mogelijkheden en kosten

### 2.1 Uitgangspunten

In dit hoofdstuk geven we een ruw overzicht van kosten en potentiëlen van hernieuwbare elektriciteit tot 2020. Tevens gaan we in op de mogelijke kosten-dalingen door wereldwijde opschaling van technieken. De gegevens zijn daarbij ontleend aan ECN-rapportages (ECN, 2006 en 2005) en voor de leercurven is gebruik gemaakt van een artikel van Middtun en Gautesen, 2006.

De mogelijkheden om de doelen te realiseren zijn afhankelijk van technische potentiëlen en daarbij behorende kosten. De kosten voor hernieuwbaar worden weergegeven door de onrendabele top (ORT). Dit bedrag is de compensatie die nodig is voor de exploitant om de meerkosten van groene stroom ten opzichte van reguliere, grijze stroom te overbruggen.

De berekeningen gaan uit van het zogenaamde GE-scenario, waarin geen emissiehandel is verondersteld na 2020 en tot 2020 een afbouwscenario volgt. Dit leidt tot nauwelijks significante CO<sub>2</sub>-prijzen voor 2020. De olieprijs is \$ 40 per vat verondersteld. De huidige olieprijs van \$ 120 per vat is inmiddels een drievoud van de in de analyse veronderstelde olieprijs. Kortom, de veronderstellingen bij de analyse zijn stevig aan de behoedzame kant. De consequentie van deze behoedzame aannames is dat technieken veel sneller rendabel worden en eerder zonder ondersteuning commercieel levensvatbaar worden. Aan de andere kant valt zeker niet geheel uit te sluiten dat de druk van hogere olieprijs enigszins zal afzwakken door stagnerende economische ontwikkelingen en de verminderde vraag naar olie. Hoe dan ook lijkt het er op dat \$ 40 per vat eerder een ondergrens zal vormen.

### 2.2 Kosten en potentiëlen

In Figuur 1 wordt de kostencurve voor hernieuwbare elektriciteit getoond waarbij de cumulatieve potentiële productie is afgezet tegen de onrendabele top behorend bij de verschillende technieken die nu technisch realiseerbaar zijn<sup>9</sup>.

Het gaat daarbij om projecten die voor 2020 in productie kunnen komen en zo kunnen bijdragen aan het ambitieniveau van 35% in 2020.

Ter vergelijking hebben we de 35% (55 TWh hernieuwbare stroom productie in 2020) doelstelling voor hernieuwbare elektriciteitsproductie hierin afgezet. De conclusie is dat het technisch potentieel meer dan voldoende is om aan de doelstelling te kunnen voldoen. De marginale techniek in de merit-curve wordt gevormd door biomassabijstook in een kolencentrale.

Aan het ene einde van de kostencurve zien we dat AVI's geen onrendabele top meer zullen kennen en dus zonder steun levensvatbaar zijn. Het potentieel is gelimiteerd door het beperkte aanbod van organische reststromen.

<sup>9</sup> Hieraan zouden dus eigenlijk nog technieken als osmose en getijdenenergie moeten worden toegevoegd. Van de laatste ontbreken echter de gegevens omtrent kosten en potentiëlen.

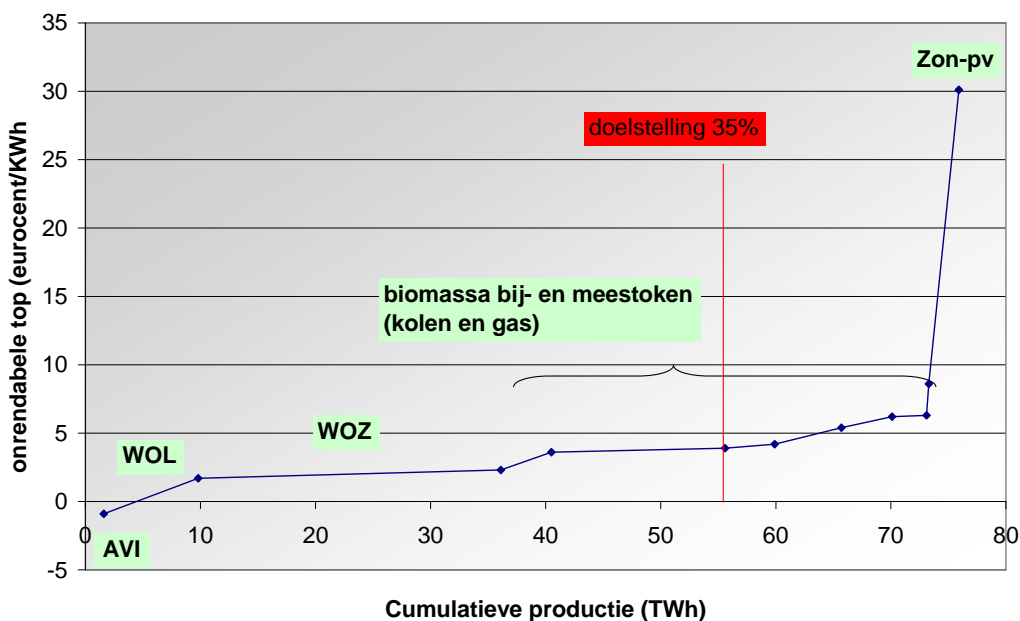
Aan de andere kant van het spectrum is de verwachting dat *fotovoltaïsche zonne-energie (zon-pv)* nog een onrendabele top kent van 30 Eurocent per kWh en wel ondersteuning zal behoeven. In de afgelopen jaren daalde de kostprijs van PV met 20 tot 40 procent bij iedere verdubbeling van de omzet. Als die daling zich voortzet, komen de opwekkosten voor PV in 2015 uit op € 0,25, in 2020 op € 0,10 en in 2050 op € 0,06 per kWh. Daarmee wordt tussen 2015 en 2020 de kostprijs gelijk aan het kleinverbruikerstarief voor elektriciteit en tussen 2035 en 2050 gelijk aan het grootverbruikerstarief (Transitieplatform duurzame elektriciteitsvoorziening, 2008).

Tussen beide uitersten, AVI's en zon-pv, bevindt zich een keur van verschillende technieken, waarvan wind op land en wind op zee, na AVI's, de eerstvolgende technieken zijn in de 'merit order'. Opvallend is dat met name de optie *wind op zee (WOZ)* garant staat voor een stevig technisch potentieel van 36,1 TWh. Wind op zee wordt goedkoper dan de biomassaopties door de verwachte leereffecten en kostendaling. Het technisch potentieel is echter nog drie keer zo hoog als hier getoond. ECN is hierbij uitgegaan van een potentieel van 7.500 MW in 2020, 1.500 MW hoger dan de beoogde 6.000 MW opgestelde windvermogen op zee voor 2020. Ook voor wind op land, ook kapitaalintensief, worden kostendalingen verwacht, hoewel deze minder omvangrijk zijn. In paragraaf 2.3 gaan we verder in op deze kostendalingen.

Na windenergie komen de *biomassaopties* waarbij de bij- en meestook in elektriciteitscentrales (kapitaalextensief met voornamelijk brandstofkosten) goedkoper zijn en een omvangrijker potentieel kennen dan de kleinschalige biomassa-installaties (kapitaalintensief met zowel investeringskosten als brandstofkosten). In het algemeen is het mee- en bijstoken van biomassa in kolencentrales voordeliger dan in gascentrales.



Figuur 1 Kostencurve voor hernieuwbare elektriciteit



AVI = afvalverbrandingsinstallatie;  
 WOL = Wind op land;  
 WOZ = Wind op zee.  
 Bron: ECN, 2005, 2006.

Tabel 2 Overzicht van potentieel en onrendabele toppen van hernieuwbare technieken (niet uitputtend)

	Potentieel 2020 (TWh)	Onrendabele top 2020 (Eurocent/kWh)
Afvalverbrandingsinstallaties	1,6	-0,9
Wind op land	8,2	1,7
Wind op zee	26,3	2,3
Biomassameestook kolen (agroreserves)	4,4	3,6
Biomassabijstook kolen	15,1	3,9
Biomassabijstook gas	4,3	4,2
Biomassameestook gas	5,8	5,4
Biomassameestook kolen (hout)	4,4	6,2
Overige biomassa (meestal kleinschalig)	3	6,2
Overig (waterkracht)	0,2	8,6
Zon-pv	2,6	30,1
Totale potentiële productie	75,9	

ECN, 2006, 2005.

## 2.3 Toekomstige kostenontwikkeling

Technologische ontwikkelingen in het verleden laten zien dat de kosten van hernieuwbare technieken, evenals andere technologische innovaties, een leercurve volgen en geleidelijk afnemen. In het begin, als de technieken nog maar net operationeel zijn, zijn zowel de kosten en prestaties onaantrekkelijk. Dit kan echter veranderen als ze verder zijn ontwikkeld en grootschalig worden toegepast: de kosten nemen dan af en de technologie kan op den duur concurreren met conventionele stroomopwekking en misschien zelfs lager worden. Bij een succesvol ontwikkelingstraject nemen de kosten af door, bijvoorbeeld, optimalisatie van de technologie, efficiency verbeteringen bij de productie en schaalvoordelen in het productieproces.

Het effect van leren van op de productie- en investeringskosten kan worden beschreven met een *leercurve*. Een leercurve beschrijft de kostenontwikkeling van hernieuwbare elektriciteit als functie van de cumulatieve of totale productie. In Figuur 1 is de leercurve van de belangrijkste hernieuwbare technieken afgezet tegen WKK-Steg. Hoe steiler de leercurve verloopt, hoe groter de kostendaling bij verdubbeling van de productie<sup>10</sup>.

In Figuur 1 zijn de onrendabele toppen weergegeven van verschillende hernieuwbare technieken rekening houdend met technologisch leren. Voor wind op land en zee, beide zeer kapitaalintensief worden de belangrijkste kostendalingen verwacht. De *progress ratio* (PR) van windenergie ligt rond de 80%, hetgeen wil zeggen dat elke verdubbeling van het totale opgestelde vermogen een 20% reductie van kosten oplevert.

Biomassaopties zijn veel meer afhankelijk van de brandstofkosten, waardoor er minder kostendaling te verwachten valt dan bij windenergie. Hier zijn echter nog kostendalingen te verwachten bij de logistieke optimalisatie van de keten en het verwerken van de biomassastromen. De progress ratio van biomassa bedraagt daardoor gemiddeld 85%, maar zal in de praktijk sterk afhangen van de conversietechnologie. Daarbij is overigens de financiële waardering van de warmteproductie een cruciale randvoorwaarde voor een rendabele exploitatie van zelfstandige biomassacentrales.

Tenslotte vormt zon-pv de snelste innovator met een progress ratio van gemiddeld 65%. Hoewel de huidige bijdrage beperkt is, kan volgens de aanname van voortzetting van de leercurve aangenomen worden dat voor 2020 de kosten zijn gedaald tot onder de kleinverbruikerelektriciteitsprijs (Transitieplatform duurzame elektriciteitsvoorziening, 2008).

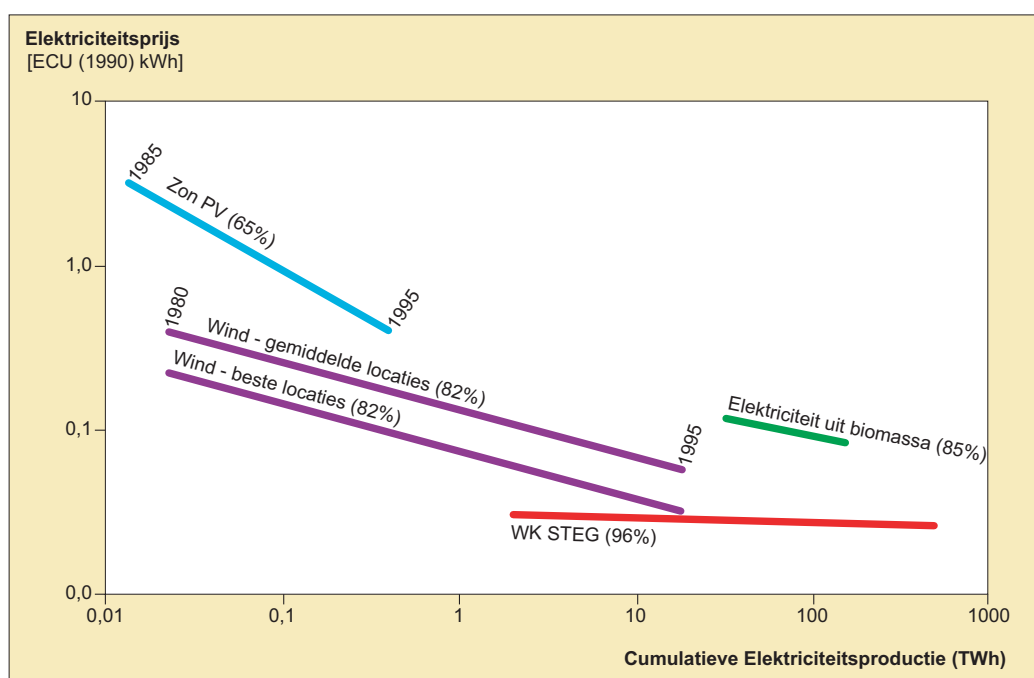
De hernieuwbare technieken zijn afgezet tegenover de leercurve van een conventionele techniek, een gasgestookte STEG. In de conventionele technieken zijn er slechts beperkte mogelijkheden tot technologisch leren door opschaling.

---

<sup>10</sup> Vaak wordt de snelheid van de afname van de prijs uitgedrukt in een progress ratio (PR), waarbij  $PR = 2^{-b}$ . Op een dubbel-logaritmische schaal ziet de leercurve eruit als een rechte lijn.



Figuur 2 Leercurves van enkele belangrijke hernieuwbare technieken, afgezet tegenover een WKK-STEG = NGCC (tussen hakjes de progress ratio)



Bron: Middtun en Gautesen, 2006.

## 2.4 Europese en internationale dimensie

De Europese dimensie van de markt voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen is van groot belang. Er kunnen aanmerkelijke kostenvoordelen worden gerealiseerd wanneer projecten via handel in groencertificaten tussen lidstaten tot stand kunnen komen. Een dergelijk systeem zal er aan bijdragen dat duurzame energie daar wordt geproduceerd waar het potentieel beschikbaar is tegen de laagste kosten: duurzame energiebronnen worden benut op plaatsen waar het potentieel tegen de laagste kosten beschikbaar is. Voor landen als België, Italië, Spanje, Portugal en Nederland is de gedeeltelijke import van groene elektriciteit goedkoper dan volledige productie in eigen land. Landen als Denemarken, Duitsland, Engeland en Ierland hebben goede mogelijkheden voor export. In de praktijk kan dit circa 20% besparing betekenen op de totale kosten (ECN, 2003). Voor Nederland zou dat bij het 20% doel van duurzame energie een besparing van 400 miljoen Euro in het jaar 2020 betekenen (zie paragraaf 5.2 voor berekening).

In plannen van de Europese Commissie van 23 januari 2008, onderdeel van een pakket met wetsvoorstellen over het bredere klimaat- en energiebeleid<sup>11</sup>, wordt hier gedeeltelijk aan deze flexibiliteit om doelen te realiseren tegemoet gekomen. Lidstaten krijgen in het voorstel de mogelijkheid om hun hernieuwbare energie-doelstelling op het gebied van elektriciteit, verwarming en koeling kostenefficiënt te realiseren door middel van import van groencertificaten (zogenaamde

<sup>11</sup> Het pakket omvat onder andere voorstellen om het huidige emissiehandelssysteem aan te passen en om een grotere inzet van hernieuwbare energie te bevorderen. Over de voorstellen moeten binnen de EU definitieve besluiten worden genomen in de loop van 2008 of 2009.

garanties van oorsprong) uit andere EU-lidstaten of onder bepaalde voorwaarden uit landen buiten de EU. Om oneigenlijk gebruik van nationale stimuleringsregelingen voor hernieuwbare energie te voorkomen zijn voorwaarden verbonden aan het verhandelen van certificaten. Zo mogen landen alleen certificaten exporteren indien zij hun (tussen-)doelstelling voor het gebruik van hernieuwbare energie gerealiseerd hebben. Importerende landen mogen buitenlandse certificaten weren indien deze import schadelijk is voor hun energiesituatie, bijvoorbeeld voor hun voorzieningszekerheid. Volgens het Commissievoorstel worden alleen nog certificaten afgegeven voor energie uit *nieuwe projecten*.

Bovendien geeft de richtlijn lidstaten de mogelijkheid hun eigen markt voor groene stroom af te schermten om te voorkomen dat buitenlandse partijen profiteren van nationale subsidies. Dit betekent dat de mogelijkheden voor Nederlandse energiebedrijven om buitenlandse certificaten te kopen fors kunnen teruglopen, waardoor deze gedwongen worden extra duurzame energie in Nederland op te wekken.

Het is echter vooralsnog niet duidelijk of er genoeg groencertificaten zullen worden aangeboden. Uit eerste analyses (MNP, 2008) blijkt dat Nederland niet het enige land is dat moeilijk de doelstelling kan bereiken; meerdere landen kampen met dit probleem. Het is daarom de vraag of een hoge vraag naar (en een mogelijk hoge prijs van) groencertificaten voor hernieuwbare energie kan worden beantwoord met voldoende aanbod uit andere landen. Gezien de eventuele kostenvoordelen voor Nederland is het raadzaam om dit nader te onderzoeken.

Het belang van een Europese aanpak voor duurzame elektriciteit uit hernieuwbare bronnen kan met het volgende voorbeeld geïllustreerd worden. Op dit moment leidt het zeer succesvolle Duitse feed-in beleid tot het aantrekken van investeringen in zonnecellen op zonarme locaties. (The Economist, maart 2007). Dit gaat bij de huidige hoge prijzen voor zonnepanelen (door een gebrek aan de grondstof silicium) ten koste van investeringen van zon-pv op zonnrijke locaties.

De invloed van technologisch leren op de diffusie en kosten van hernieuwbare elektriciteitstechnologieën hangt in belangrijke mate af van de mogelijkheid tot competitie (Junginger, 2005). Een Europees handelssysteem voor hernieuwbare elektriciteitscertificaten maakt een optimaal gebruik van de goedkoopste potentiële en technieken mogelijk. Hierdoor worden technologieën met snel afnemende productiekosten bevoordeeld. Als de mogelijkheid tot handel niet aanwezig is, heeft technologische vooruitgang minder invloed op de diffusie van hernieuwbare energietechnologieën. Voor een snelle ontwikkeling van windparken op zee en biomassa-centrales is internationale samenwerking en kennisuitwisseling noodzakelijk, omdat geen enkel land de mogelijkheid heeft of biedt om op de thuismarkt voldoende centrales af te zetten en zo de kosten te reduceren tot marktconforme waarden.



## 3 Beleidsinstrumenten

### 3.1 Uitgangspunt

Elk stimuleringsbeleid is er op gericht om duurzame technieken (groene stroom) te laten concurreren met conventionele technieken (grijze stroom). Dat geschiedt door kostenverlaging van hernieuwbare technieken enerzijds en anderzijds door het verdisconteren van milieukosten in de prijzen in grijze stroom.

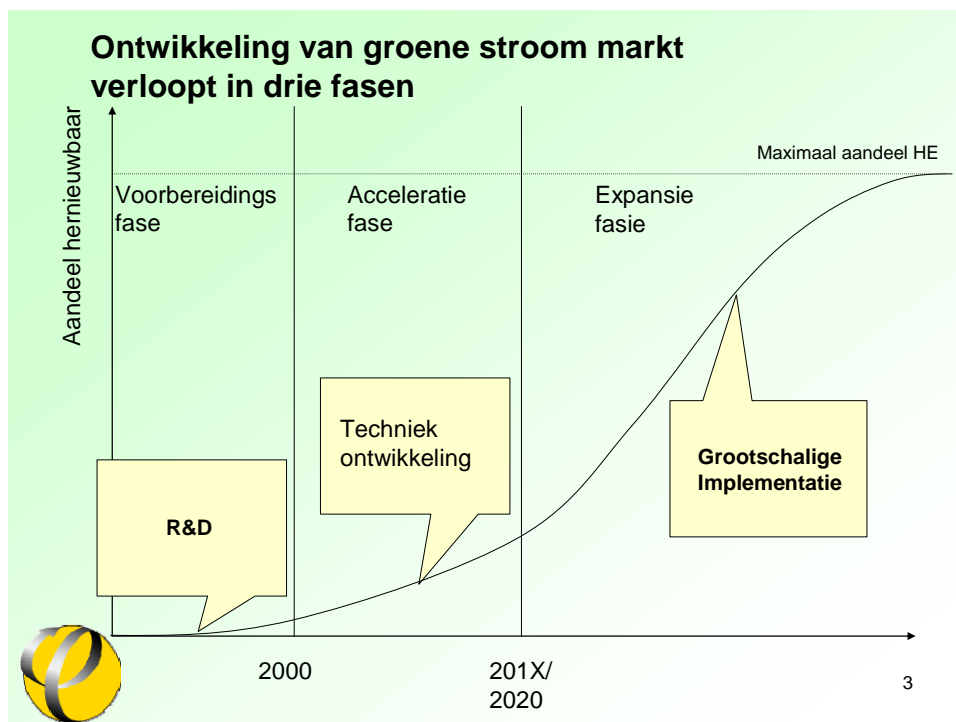
Het introduceren van energietechnieken is niet iets dat *van vandaag op morgen* kan worden afgedwongen. Het vereist bij uitstek een langetermijnvisie en een stimuleringsbeleid dat aansluit bij de ontwikkeling van specifieke techniek. Daarbij zal recht moeten worden gedaan aan de veelheid van duurzame technieken die uiteindelijk allemaal moeten bijdragen aan de realisatie van de doelen zonder bepaalde technieken op voorhand uit te sluiten.

De diverse ontwikkelingsstadia van een nieuwe technologie, van uitvinding tot marktrijpheid, worden vaak weergegeven met een S-curve (zie Figuur 3). In het begin maakt de techniek een langzame start met behulp van enkele prototypen. Het marktaandeel blijft klein tot de meeste kinderziekten verholpen zijn. Wanneer de techniek dit prille stadium ontstegen is, worden grote aantallen of volumes geproduceerd en neemt het marktaandeel van de techniek snel toe. Aan het einde van het innovatietraject vlak de toename weer af.

Hoewel innovaties minder rechtlijnig in de praktijk verlopen, geeft de S-curve de essentie weer hoe het ontwikkelingsbeleid op het gebied van hernieuwbare technieken verloopt. Wij zullen hier drie fasen onderscheiden:

- 1 **Vorbereidingsfase:** In deze fase worden prille technologieën voorbereid op introductie op de markt (bijv. de 'blauwe-energiecentrale'). Specifieke instrumenten die door de overheid worden ingezet zijn R&D en techniekontwikkeling gericht op de ontwikkeling van specifieke technieken.
- 2 **Acceleratiefase:** Nadat de techniek marktrijp is (bijv. zon-pv), kan een eerste stap worden gezet met kostprijsreductie door opschaling. Echter er zijn belangrijke prijsverschillen met andere hernieuwbare technieken enerzijds en conventionele technieken anderzijds. Hierdoor dienen specifieke eisen te worden gesteld aan bijvoorbeeld de benodigde terugleververgoeding aan het net, vergunningverlening en locatiebeleid.
- 3 **Expansiefase:** Nadat de techniek een zodanig geïnstalleerd vermogen heeft bereikt dat alle kinderziekten zijn overwonnen en kostprijsverschillen met bestaande duurzame technieken aanzienlijk gereduceerd zijn, breekt de fase van expansie aan. In deze fase is het beleid erop gericht zo groot mogelijke volumes te implementeren. Er is dan formeel sprake van een nichemarkt: een markt die 'kunstmatig' gecreëerd binnen de stroommarkt met behulp van certificaten.

Figuur 3 De S-curve die de introductie van nieuwe hernieuwbare technieken beschrijft in drie fasen



Het stimuleringsbeleid voor duurzame elektriciteit omvat zowel innovatiebeleid als volumebeleid. Bij elke fase hoort een ander geschikt stimuleringsbeleid. De in dit hoofdstuk beschreven instrumenten hebben betrekking op de tweede en derde fase.

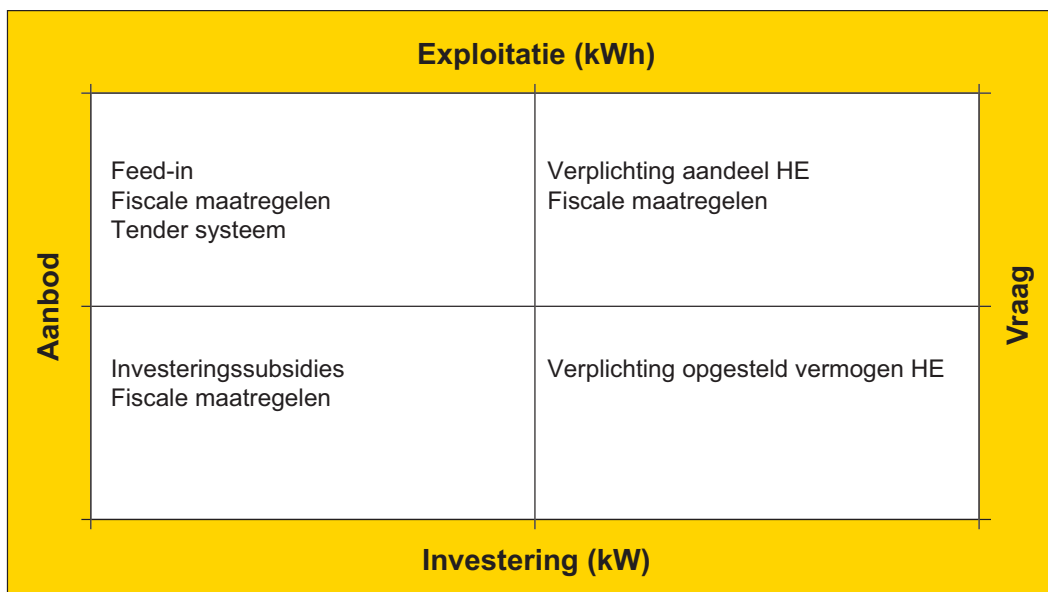
### 3.2 Indeling beleidsinstrumenten

In Europa bestaat een scala van verschillende beleidsinstrumenten als gevolg van verschillende ambities, motieven en accenten die in het beleid zijn neergelegd. Grofweg kunnen de beleidsinstrumenten ingedeeld worden naar twee dimensies, waarbij uiteindelijk vier kwadranten ontstaan (ECN, 2003). De twee dimensies zijn vraag- of aanbodgericht enerzijds en gericht op de exploitatiefase (productie gebaseerd/kWh) en investeringsfase (capaciteit gebaseerd/kW) anderzijds. Een verplichting is hierin vraag gebaseerd, aangezien de verplichting bij de vragende partij (de energieleverancier of klant) komt te liggen. Een feed-in systeem richt zich op het aanbod van hernieuwbare elektriciteit door subsidies voor producenten van groene stroom. Het betreft een fundamenteel ander aangrijpingspunt, terwijl beide gericht zijn op het stimuleren van stroomproductie. Een investeringssubsidie en fiscale maatregelen (EIA en VAMIL) richten zich daarentegen op investeringen in nieuwe hernieuwbare capaciteit, zonder dat er daarbij een directe prikkel bestaat om het gerealiseerde vermogen ook daadwerkelijk direct in te zetten.





Figuur 4 Overzicht van verschillende beleidsinstrumenten voor hernieuwbare elektriciteit in de EU

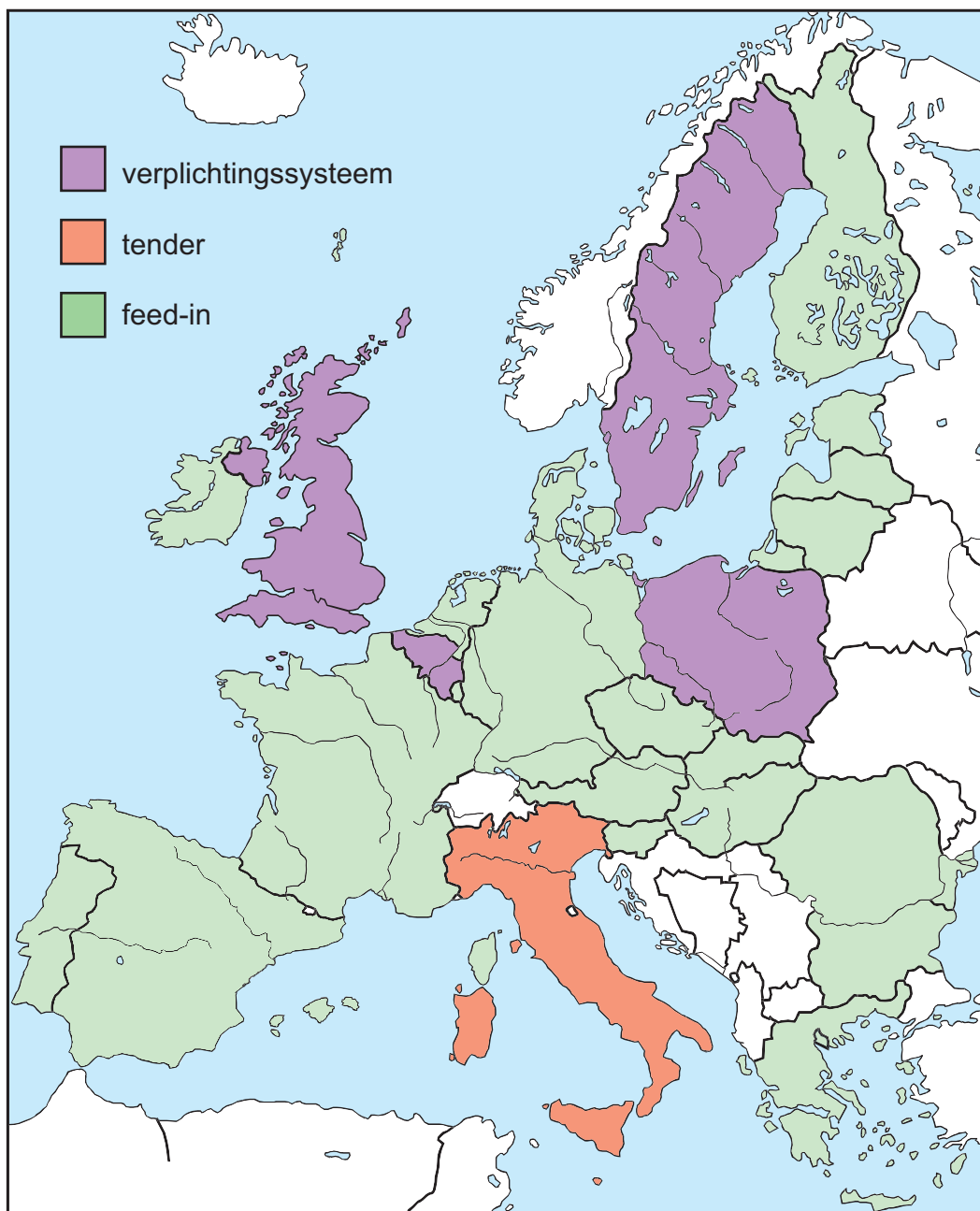


In het algemeen is er binnen de Europese lidstaten een trend zichtbaar naar feed-in vergoedingen en verplichtingen ondersteund met verhandelbare groen-certificaten.

### 3.3 Europees beeld ingezette instrumenten

Het Europese beeld wordt geïllustreerd in Figuur 5. Globaal gezien worden er drie verschillende instrumenten ingezet: een verplichting, feed-in tarieven en tenders. Conclusie uit Figuur 4 is dat de meeste Europese landen een feed-in systeem kennen met als bekendste voorbeelden Denemarken, Duitsland en Spanje (groen). Daarnaast kennen het Verenigd koninkrijk, Zweden, België en Polen (paars) een verplichting voor een bepaald aandeel hernieuwbare elektriciteit. Tenslotte kent alleen Italië uitsluitend een tendersysteem waarbij investeringen in hernieuwbare technieken aanbesteed worden.

Figuur 5 Overzicht van verschillende beleidsinstrumenten voor hernieuwbare elektriciteit in de EU



Naast Europa is in de Verenigde Staten ervaring opgedaan met een verplichtingssysteem (RPS - Renewables Portfolio Standard) in 18 staten, in de meeste staten gekoppeld aan een groencertificatensysteem. De ervaringen met de RPS in deze staten zijn verschillend.



### 3.4 Beschrijving van hoofdinstrumenten

In de visie van de werkgroep draait het om drie hoofdinstrumenten die kunnen worden ingezet voor een hoog ambitieniveau op het gebied van hernieuwbare elektriciteit:

- verplicht aandeel duurzaam;
- feed-in systeem;
- investeringssubsidie.

In deze paragraaf geven we een beschrijving van deze drie beleidsinstrumenten. In de volgende paragraaf (3.5) gaan we in op de beoordeling die door de werkgroep is gemaakt.

Wij zullen het systeem van tenderen niet als een apart instrument onderscheiden, aangezien het een allocatiewijze is voor de beschikbare subsidie bijvoorbeeld in het kader van een terugleververgoeding of investeringssubsidie<sup>12</sup>. Voor de beschrijving van de investeringssubsidie zijn wij echter wel op voorhand uitgegaan van een tendersysteem bij de verdeling van subsidiegelden (deze vorm van investeringssubsidie wordt in Ierland en voor grote projecten in Frankrijk toegepast).

#### 3.4.1 Verplicht aandeel duurzaam (quotum)

Bij een verplichtingstelsel gaat het om een systeem waarbij meestal marktpartijen (alle energieleveranciers) worden verplicht om een minimum aandeel duurzaam opgewekte energie in de energiemix op te nemen. Deze verplichting wordt in een wettelijk kader vastgelegd, bijvoorbeeld de Elektriciteitswet. Het percentage duurzaam in de mix wordt via een dynamische aanscherping/verhoging periodiek opnieuw vastgesteld. De leverancier die hier niet aan voldoet moet een voldoende hoge boete betalen, in ieder geval hoger dan de marginale kosten van duurzame energie.

Het verplichtingensysteem wordt gekoppeld aan een certificatenstelsel, om zodoende de partijen meer mogelijkheden te geven in de wijze waarop de verplichting gehaald kan worden. Producenten van duurzame elektriciteit krijgen groencertificaten op basis van de hoeveelheid geproduceerde duurzame elektriciteit. Energieleveranciers kopen de groencertificaten van producenten om daarmee invulling te geven aan de verplichting. Bij een goed functionerende markt is de prijs van certificaten gelijk aan de prijs die nodig is om aan de verplichting te voldoen (de meerkosten van de marginale aanbieder). Wanneer een leverancier niet voldoende certificaten kan overleggen, dan zal een boete worden opgelegd. In de praktijk functioneert de boete als de maximumprijs voor certificaten. De flexibiliteit (en daarmee efficiency) van het totale handelssysteem kan vergroot worden door een mogelijkheid tot het lenen en sparen van certificaten aan het systeem toe te voegen.

---

<sup>12</sup> Dit in tegenstelling tot bijvoorbeeld het systeem 'wie het eerst komt wie het eerst maalt'. De wijze van subsidieverstrekking 'first come, first serve' en de tender vormen de twee mogelijkheden binnen de SDE-regeling.

De verplichting kan in principe overal in de keten van productie tot eindgebruiker gelegd worden, maar ligt in de landen waar dit systeem wordt toegepast meestal bij de energieleverancier. Dit systeem geldt in UK, Zweden, België, Italië, Japan, Australië en 18 Amerikaanse staten. Belangrijke overwegingen hierbij zijn dat de keuze voor energieleverancier de administratieve kosten kan beperken ten opzichte van de keuze voor de energieconsument, terwijl wel voldoende flexibiliteit in het systeem wordt gecreëerd om te kiezen voor eigen opwekking of inkoop. Een verplichting op het niveau van de producent verstoort het gelijke speelveld op de Europese elektriciteitsmarkt zolang niet iedere EU-lidstaat deelneemt aan het systeem van het verplichte aandeel.

Een verplichtingensysteem ontslaat de overheid van de plicht om per techniek vast te stellen welke subsidievergoeding moeten worden verstrekt. De certificaatprijs wordt door vraag en aanbod op de certificatenmarkt bepaald. Een belangrijke voorwaarde voor dit systeem is dan ook deze handelsmarkt goed functioneert, dat er voldoende vragers en aanbieders zijn en dat deelnemende partijen niet overgaan tot collusie c.q. Individuele invloed hebben op de prijsvorming. Een voordeel voor de overheid is ook dat de duurzaamheidsdoelstelling is belegd in de markt, waarmee een heldere afbakening van verantwoordelijkheden is gecreëerd.

Dit systeem heeft het nadeel dat vooral de techniek wordt gestimuleerd die het goedkoopste is. Hierdoor kan een 'race to the bottom' ontstaan: een situatie waar voldoende steungelden beschikbaar zijn voor behoorlijk uitontwikkelde technieken (bijvoorbeeld biomassameestook) ten koste van technieken die meer aan het begin van de leercurve staan, een groot kostenreductiepotentieel kennen (hoge progress ratio) en ook nodig zijn om de lange termijn volumedoelen te behalen. De vraag die gesteld kan worden luidt dan ook of innovatie met een verplichting voldoende wordt gestimuleerd. Denkbaar is ook een systeem van verplicht aandeel hernieuwbaar voor een kleine groep echt schone duurzame energietechnieken waarbij de kansen voor het Nederlandse bedrijfsleven groter zijn<sup>13</sup>. Bij een verplicht aandeel duurzame energie kunnen bepaalde vormen van duurzame biomassa worden toegestaan of niet toegestaan, bijvoorbeeld op grond van duurzaamheidscriteria (Commissie Cramer). Echter het verder differentiëren naar de mate van duurzaamheid of de broeikasgasbalans van biomassastromen over de hele keten is uiterst complex of zelfs onmogelijk in een quotasysteem.

Belangrijk kenmerk van een systeem van verplichtingen vormt tenslotte de overwinsten (producentensurplus) die ontstaan als gevolg van de prijsvorming van de certificaten (zie Figuur 6). In de grafiek worden twee situaties weergegeven: één waarbij de doelstelling de kostencurve op een vlak deel kruist en een tweede situatie waarbij de kostencurve op een stijlg deel wordt gekruist. In het eerste geval is er een hoge marginale prijs met als gevolg hoge overwinsten voor

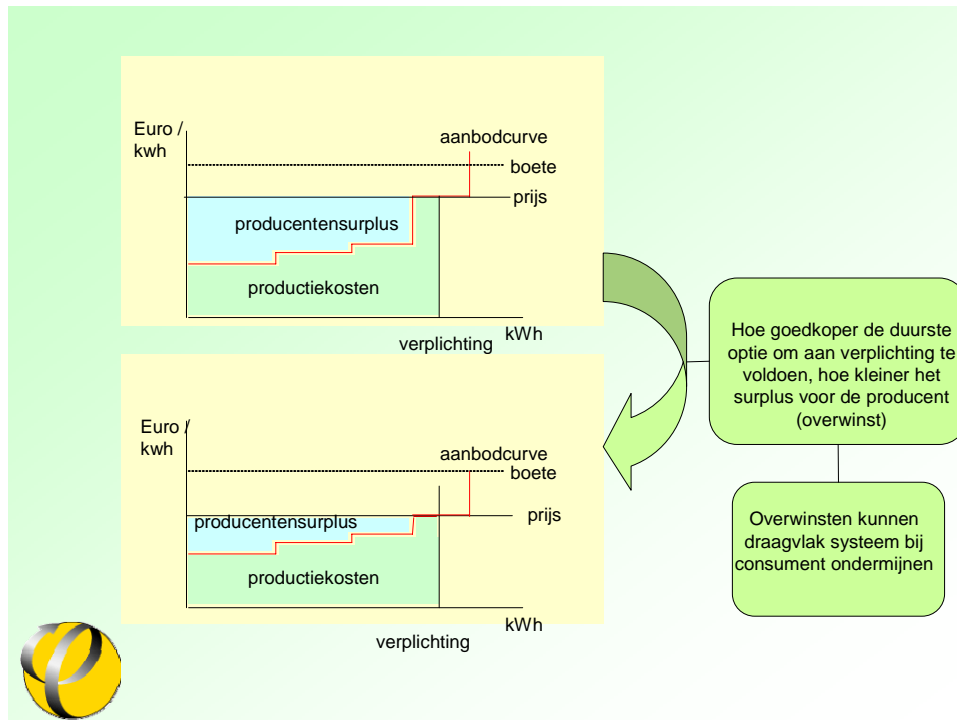
---

<sup>13</sup> Een goed voorbeeld van een normstelling is de EPC<sup>13</sup>, waar door de periodieke aanscherping in tien jaar tijd een halvering van het brandstofverbruik is gerealiseerd en allerlei nieuwe technieken en bouwmethoden zijn ontwikkeld en toegepast. Dus zowel implementatie als innovatie.



producenten van hernieuwbare elektriciteit. In het tweede geval is de prijs van de duurste techniek om aan de doelstelling te voldoen een stuk lager. De conclusie hieruit is dus dat het essentieel is om ervoor te zorgen dat de doelstelling enerzijds ambitieus genoeg is, maar anderzijds dus wel haalbaar is en 'zich bevindt' op een niet al te steil deel van de kostencurve voor hernieuwbaar. Overwinsten kunnen het politieke en maatschappelijk draagvlak voor een verplichting ondermijnen, zeker als die bij een beperkt aantal marktpartijen optreden.

Figuur 6 Overwinst (producentensurplus) in een systeem van verplichtingen



### Ervaringen

ECN (2005) heeft een evaluatie uitgevoerd van de ervaringen opgedaan in het buitenland met het instrument van een verplicht aandeel voor duurzame energie. De uitkomsten van de studie geven geen eenduidig beeld. Hoewel een verplichting, in combinatie met een verhandelbaar groencertificatensysteem, in theorie effectief en kosteneffectief is, kan op basis van de ervaringen tot nu toe nog niet gesteld worden dat deze beloften helemaal worden waargemaakt.

Eenzijds is dit een gevolg van de recente datum waarop verplichtingensystemen zijn geïmplementeerd en de dus nog beperkte periode waarin ervaring is opgedaan, waardoor sommige effecten nog niet geheel duidelijk zijn en men nog te kampen heeft met aanloopproblemen. Anderzijds kan geconcludeerd worden dat een verplichting een complex instrument is, wat alleen goed kan functioneren bij een zorgvuldig ontwerp.

De ervaringen tot op heden hebben laten zien dat een zorgvuldig ontwerp uitermate belangrijk is. De hoogte van de verplichting moet zowel haalbaar als ambitieus zijn. Wanneer de verplichting niet haalbaar is, dan zullen de leveranciers hun uitweg zoeken door de boete te betalen. Het gevolg is dat de consumenten te maken krijgen met hoge elektriciteitsprijzen, terwijl het aandeel hernieuwbaar in de mix nauwelijks toeneemt. Is de hoogte van de verplichtingen daarentegen niet ambitieus genoeg, dan ontstaat er geen redelijke prijs voor certificaten waardoor er geen solide handel in certificaten van de grond komt. Om invulling te geven aan het besparingspotentieel voor hernieuwbaar is een verplichting ter hoogte van een relatief vlak deel van de kostencurve gewenst.

### 3.4.2 Terugleververgoeding (feed-in premie)

Een subsidie per geproduceerde kWh (MEP of feed-in) is een goede methode voor implementatie. Voor innovatie is het systeem minder geschikt, het prikkelt onvoldoende tot verdergaande innovaties als het systeem voor alle soorten duurzame energie geldt. Dit kan worden opgelost door de hoogte van de prikkel gaandeweg te verminderen en afhankelijk te maken van de soort hernieuwbare elektriciteit. De praktijk tot op heden wijst uit dat vooral landen met zo'n systeem (Denemarken, Duitsland en Spanje) goede successen hebben behaald.

Er kunnen twee vormen van feed-in vergoedingen onderscheiden worden: een feed-in tarief en een feed-in premie. Bij een **feed-in tarief** wordt er een vooraf vastgestelde vergoeding gegeven voor de duurzaam geproduceerde elektriciteit. Deze vergoeding wordt meestal gebaseerd op de productiekosten van deze elektriciteit. Door hierin ook een winstmarge op te nemen voor de producent van hernieuwbaar, ontstaat er een prikkel om te investeren en produceren<sup>14</sup>.

Een feed-in tarief gaat nagenoeg altijd samen met een aankoopverplichting voor distributiebedrijven of een afname verplichting voor de netbeheerder. Een **feed-in premie** wordt verstrekt bovenop de elektriciteitsprijs (spotmarktprijs), en wordt gebruikt om te compenseren voor de onrendabele top. Bij feed-in premies bestaat er, in tegenstelling tot de situatie met feed-in tarieven, geen verplichting tot aankoop/afname. De huidige SDE-regeling en zijn voorganger MEP zijn een voorbeeld van een feed-in premie. Verschil tussen beide systemen is dat de MEP uitging van een vooraf gekozen elektriciteitsprijs, terwijl de subsidiebedragen binnen de SDE gecorrigeerd worden voor de vigerende elektriciteitsprijzen<sup>15</sup>. In de beschrijving en beoordeling gaan wij van een feed-in premie met correctie van de spotmarktprijs uit.

Feed-in vergoedingen bieden redelijk veel zekerheid voor investeerders, met name wanneer de vergoeding voor een langere termijn (minimaal tien jaar is vastgelegd). Door middel van afnemende tarieven of premies is het daarnaast mogelijk om producenten te prikkelen tot innovatie.

---

<sup>14</sup> Om tegemoet te komen aan verschillen in productiekosten voor verschillende technologieën kan de hoogte van het tarief gedifferentieerd worden naar technologie.

<sup>15</sup> Voordeel van de correctie is dat bij stijgende elektriciteitsprijzen (bijv. door hogere olieprijs) de totale prijs voor duurzame opties gelijk blijft omdat de totale prijs was vastgesteld en er dus geen verband is met de 'fossiele' elektriciteitsmarkt. Bij de MEP in Nederland werd er destijds teveel betaald.



## **Ervaringen**

Hoewel verplichten theoretisch als enige garantie geeft op een bepaalde doelstelling, blijkt dat goed ontworpen feed-in ook in de praktijk zeer effectief te zijn. Het behalen van de volumedoelstelling blijft in dit geval op het bord van de overheid liggen. Uit een evaluatie van de Europese Commissie blijkt dat alle landen met een hoger dan gemiddelde effectiviteit van het stimuleringsbeleid inzake groene elektriciteit feed-in tarieven gebruiken (Denemarken, Duitsland en Spanje). Dit systeem lijkt in die landen tot het beste resultaat te leiden bij met name windenergie en zonne-energie. Ook Nederland kent een goed resultaat in de toename van de duurzame energieproductie sinds de invoering van de MEP, met name m.b.t. de (mee)stook van biomassa en biogas tot 2006. Ook hierbij dient aangetekend te worden dat meer ervaring in Europa is opgedaan met feed-in dan met verplichtingen, en dat ervaringen met verplichtingen van recente datum zijn.

In Duitsland werkt het feed-in tarief systeem met dekking via een opslag op de kWh prijs. In Nederland gold met de MEP een variant op de feed-in, namelijk de feed-in **premie**, zijnde meerkosten van duurzame opties. Bij het tariefsysteem in Duitsland geldt een afnamegarantie en prijsgarantie voor de netbeheerder die dus verplicht is iedere aangeboden kWh af te nemen tegen het vastgestelde tarief. In het Nederlandse premiesysteem moet de producent zelf zijn elektriciteit verkopen en dus de concurrentie aangaan met andere (fossiele) elektriciteitsproducenten.

### **3.4.3 Investeringssubsidie via tendersysteem**

#### **Beschrijving**

Een alternatieve manier om hernieuwbare elektriciteit te stimuleren is door middel van een investeringssubsidie. Dit instrument kan ingezet worden om de onrendabele top van een investering in hernieuwbaar vermogen te compenseren. De hoogte van de investeringssubsidie kan afhankelijk gemaakt worden van het gerealiseerde vermogen (in MW). Om technologische vernieuwingen te stimuleren kan er gekozen worden voor een in de loop van de tijd afnemend subsidiebedrag. Op deze wijze worden producenten geprikkeld om met technologische vernieuwingen en kostenreducties te komen. Een nadeel van investeringsubsidies is dat het instrument minder rechtstreeks aansluit bij het doel, namelijk toename van de productie van groene stroom of besparing op primaire fossiele brandstoffen. De investering wordt weliswaar gestimuleerd, maar de investeringssubsidie geen prikkel biedt om daadwerkelijk groene stroom te produceren, bijvoorbeeld bij lage elektriciteitsprijzen.

Een prikkel om daadwerkelijk groene stroom te produceren wordt wel geboden bij een variant op de 'traditionele' investeringssubsidie, waarbij de investeringssubsidie gecombineerd wordt met elementen van exploitatiestimulering. Hierbij wordt een deel van het beschikte subsidiegeld uitgekeerd bij de bouw van de installatie, terwijl het overige deel wordt uitgekeerd wanneer de installatie een aantal jaar in bedrijf is en de bij subsidiebeschikking genoemde productie/prestatie gehaald is.

Toekenning van de beschikbare subsidiebudgetten kan via een eenmalige tender of een systeem van op één volgende tenders (tendersysteem). Dat laatste zou betekenen dat de overheid, of een uitvoeringsorganisatie aangewezen door de overheid, frequent en over een langere periode (van bijvoorbeeld vier jaar) tenders uitschrijft voor investeringen in duurzame energieprojecten. Bij een dergelijk tendersysteem veilt de overheid de capaciteit. Exploitanten van installaties kunnen een bod uitbrengen voor de vergoeding die zij nodig hebben om de capaciteit te leveren. De aanbieder met de beste prestatie (meeste MW's) tegen de laagste vergoeding ontvangt het subsidiecontract. Het 'stop and go'-karakter van zo'n opeenvolgend systeem heeft een nadelige invloed op de investeringszekerheid.

#### *Tender geschikt voor grotere projecten*

In de regel worden tendersystemen ingezet voor relatief grote hernieuwbare energieprojecten, zoals wind offshore en biomassa-installaties. Voor kleinere projecten wegen de voordelen in termen van kosteneffectiviteit niet meer op tegen de uitvoeringskosten en administratieve lasten van de tenderprocedure. Denemarken heeft een tendersysteem voor offshore windenergie. In Frankrijk geldt een tendersysteem voor elektriciteitsopwekking van meer dan 12 MW, gecombineerd met feed-in tarieven voor kleinschalige opwekking met hernieuwbaar.

#### **Ervaringen**

In theorie blijkt dat tendersystemen optimaal gebruik maken van de marktkrachten. In de praktijk kleven ook de enkele nadelen aan aanbestedingsprocedures. Er is sprake van kosten voor vele partijen die in concurrentie veel voorbereidend werk moeten verzetten, terwijl er maar één wint. Voorts bestaat het risico dat de winnende partij dan zo laag heeft geboden dat deze het project uiteindelijk niet kan doen; dit is niet alleen een risico voor de aanbesteder maar ook voor uitvoerende. In de praktijk van grote en complexe aanbestedingen worden initiële biedingen vaak herzien door na aanvang door de aanbesteder te confronteren met tegenvallers, extra kosten of vertragingen. De aanbestedende partij wordt zo voor het blok gezet, aangezien de kosten van een nieuwe inschrijving en hiermee gemoeide tijd te groot zijn. In zijn algemeenheid zijn de uitvoeringskosten en complexiteit van het uitschrijven van een tender belangrijke aandachtspunten. Tenslotte is er een zeker risico aanwezig dat marktpartijen gebruik maken van marktmacht en afspraken maken over de verdeling van projecten. Naarmate de projecten groter worden en het aantal spelers kleiner, wordt het risico op 'wicked or stupid behaviour' aanzienlijk groter.

### **3.5 Beoordeling**

De discussie in de werkgroep wordt hieronder samengevat. Hierbij is onderscheid gemaakt naar de drie beoordelingscriteria die de werkgroep het belangrijkste vond:

- doelbereiking/ effectiviteit;
- investeringsklimaat (stabiliteit);
- handhaafbaarheid en uitvoerbaarheid (rol van overheid).





### **Doelbereiking/effectiviteit**

De cruciale vraag is of de beleidsinstrumenten kunnen zorgen voor de groei van groene elektriciteit die nodig is voor het doel van 35% (156 TWh) in 2020. Bij een realistisch ambitieniveau en voldoende hoge boete is een verplichting in theorie het meest effectieve instrument, aangezien een feed-in premie, evenals een investeringssubsidie, geen garantie geeft op het behalen van voldoende volume. De verplichting is van de drie beschouwde instrumenten het enige instrument waarbij de overheid de doelstelling daadwerkelijk in de markt belegt.

Echter, het praktische ontwerp en keuze voor ontwerpparameters (randvoorwaarden) zijn bepalend voor het uiteindelijke succes van een verplichting. Zo kan een te lage boete of een te hoog ambitieniveau er toe leiden dat energieleveranciers er voor kiezen de boete te betalen zonder dat er nieuw vermogen wordt gerealiseerd. Als gevolg van de recente datum waarop verplichtingssystemen zijn geïmplementeerd in Europa en de dus nog beperkte periode waarin ervaring is opgedaan in landen met verplichtingen, is de werkgroep van mening dat hierover nog geen eensluidende conclusies kunnen worden getrokken. Veel zal dus afhangen van het ontwerp van een verplichtingensysteem. Daarnaast is de verwachting dat andere Europese landen moeite zullen hebben om hun eigen huidige stimuleringssysteem in te ruilen voor een verplichtingensysteem met grensoverschrijdende handel in groencertificaten, zeker als dat gaat betekenen dat er geld naar de buurlanden zal vloeien.

De werkgroep is daarom van mening dat een verplichting weliswaar in theorie het meest effectief en zeker is wat doelbereiking betreft, maar dat dat voor de kortere termijn niet iets is om op in te zetten, en dat een feed-in systeem qua doelbereiking ook goede resultaten laat zien in andere landen. Met daarbij wel de kanttekening dat er gezorgd moet worden voor een voldoende stabiel investeringsklimaat.

De investeringssubsidie wordt door de werkgroep niet als een effectief instrument beschouwd voor grootschalige opties.

### **Stabiel investeringsklimaat**

Lange termijn zekerheid voor investeerders in hernieuwbare energieprojecten is een essentiële randvoorwaarde voor de groei van hernieuwbare elektriciteit. Dit betekent bijvoorbeeld dat voor langere periode de beschikbare subsidiebedragen dan wel het verloop van de hoogte van de verplichting voor investeerders bekend moet zijn. De werkgroep is opnieuw van mening dat verplichtingen in theorie een effectieve bijdrage aan de groei van hernieuwbare elektriciteit kunnen leveren door een goed ontwerp en goede uitvoering. Hierbij is duidelijkheid omtrent groei van het verplichtingspercentage in de tijd een cruciale ontwerpparameter. In de praktijk zijn echter de verschillen minder groot, aangezien ook feed-in subsidies voor meerdere jaren vastgelegd kunnen worden, zodat een stabiel marktkader voor investeerders ontstaat. In het verleden is echter het overheidsoptreden met betrekking tot de subsidiehoogte en subsidiabele technieken van feed-in premies in de ogen van de werkgroep (en investeerders) niet altijd even gelukkig geweest.

De praktijk heeft daarbij uitgewezen dat wanneer verplichtingen eenmaal zijn ingevoerd de systemen minder gevoelig zijn voor politieke omstandigheden dan

een systeem gebaseerd op subsidies. Vooral de wens om voortdurend te corrigeren te veel uitgekeerde subsidies speelt sterk bij feed-in premies.

Ook in een verplichtingssysteem kunnen overwinsten van producenten aanleiding zijn voor politieke interventies die het vertrouwen in de goede werking van de groencertificaatmarkt ernstig kunnen schaden. Een goede werking van de markt is dus gebaat bij een overheid op afstand. Politici dienen daarbij te accepteren dat marktstimulering ook inhoudt dat onder normale marktomstandigheden winsten gemaakt moeten kunnen worden door ondernemers in duurzame energie, net zoals verlies tot de mogelijkheden en ondernemersrisico's behoort. Wanneer overwinsten echter het resultaat zijn van marktfalen (zoals marktmacht), dan dient dit marktfalen bij de wortel aangepakt te worden.

Of een stabiel investeringsklimaat kan ontstaan, is dus direct afhankelijk van het optreden van de overheid en de manier waarop zij de randvoorwaarden van de verschillende instrumenten invult. De werkgroep stelt nadrukkelijk dat in een kunstmatige markt als de groencertificatenmarkt mogelijk overheidsfalen eveneens oorzaak kan zijn van achterblijvende prestaties van instrumenten. Overheidsfalen kan betrekking hebben op de onzekerheid over de hoogte van het verplichte aandeel duurzame energie, onzekerheid over de subsidiehoogte, onzekerheid of de geldende condities wel blijven gelden gedurende de vaak lange trajecten van vergunningaanvraag, etc.

De werkgroep acht tenslotte investeringssubsidies voor nieuw vermogen een minder goed instrument voor een stabiel investeringsklimaat, vanwege de sturing op opgesteld vermogen in plaats van benutting van dit vermogen in de vorm van daadwerkelijke geleverde stroomproductie.

### **Handhaafbaarheid en uitvoering**

Hoe de verschillende beleidsinstrumenten beoordeeld worden zal uiteindelijk, ook hier, sterk afhangen van de uitvoeringsparameters van een verplichting of feed-in premie. De overheid zal als marktmeester voortdurend de hoogte van de onrendabele top van technieken moeten vaststellen ingeval van feed-in premies zoals die gelden in de SDE-regeling. Hoge eisen worden gesteld aan de onafhankelijkheid en betrouwbaarheid van de vaststelling van subsidiebedragen. In elke ronde zal marktconsultatie noodzakelijk zijn om de berekeningen te valideren. Echter vergelijkbare eisen t.a.v. de hoogte van de verplichting, de hoogte van de boete, marktontwikkelingen, etcetera worden aan de overheid gesteld in het geval van een verplichting. In het laatste geval hoeft de overheid echter geen techniek-specifieke analyses te maken en kan deze een zekere afstand tot de markt bewaren.

## **3.6 Conclusie**

Alles overziende is er een belangrijke keuze tussen zekerheid in doelbereiking versus zekerheid in totale kosten. Worden de totale kosten maatgevend gesteld, dan is niet op voorhand duidelijk of voor dat (subsidie)bedrag het doel gehaald gaat worden. Omgekeerd geldt dat als het doel centraal wordt gesteld (verlichting), het niet op voorhand duidelijk is wat de kosten voor 'de maatschappij' uiteindelijk zullen worden. Bij een verplichting heeft de overheid invloed



op de hoeveelheid in tegenstelling tot feed-in premies. Onder voorwaarde van een realistische verplichting kan bij een verplichtingensysteem met grote zekerheid worden gezegd hoeveel productie van hernieuwbare elektriciteit gehaald wordt.

Een belangrijke factor in deze beoordeling van systemen is het toekomstig optreden van (de democratisch gecontroleerde) overheid. Niet alleen de markt kan falen door gebrekkige informatie, beperkte liquiditeit, marktmacht en onvoldoende spelers, maar nadrukkelijk dient bij een kunstmatige markt rekening te worden gehouden met het falen van de overheid (overheidsfalen). Immers veel zal afhangen van de vraag hoe zij de randvoorwaarden van de instrumenten invult en of zij dit transparant en standvastig kan volhouden. Een zuivere vergelijking op basis van deze onzekere - maar cruciale factor - is volgens de werkgroep *de facto* niet mogelijk. Ervaringen met bestaande systemen lijken erop te wijzen dat systemen met subsidies gevoeliger zijn voor politieke omstandigheden dan verplichtingen, hoewel ook bij een verplichting het risico op de loer ligt van politieke interventie bij het inperken van het risico op overwinsten van producenten (producentensurplus) met alle nadelige gevolgen voor het investeringsklimaat van dien.

Wel kan worden vastgesteld dat wanneer we van een 'perfecte overheid' uitgaan die de met behulp van een oplopende verplichting de groene elektriciteitsmarkt naar behoren reguleert er, volgens de werkgroep, sterke argumenten (doelbereiking/effectiviteit en stabiliteit van investeringsklimaat) zijn om te kiezen voor een verplichting als het meest ideale systeem. Het maatschappelijk doel wordt daarmee in de markt verankerd, anders dan bij feed-in of investerings-subsidies. Aangezien de Nederlandse markt naar verwachting echter te klein (in spelers en marktliquiditeit) en te volatiel is, acht de werkgroep het risico van een eenzijdige invoering van een verplichting in de Nederlandse markt te omvangrijk. Daarom beveelt zij aan op EU-niveau samenwerking te zoeken met landen die reeds een verplicht aandeel duurzaam kennen of de intentie hebben dit in te voeren.

Belangrijke eis die aan een Europese verplichting moet worden gesteld is een *level playing field* (afstemmen van vergunningprocedures, locatiebeleid, etcetera) voor alle deelnemende landen om er voor te zorgen dat er op voorhand uit te sluiten dat landen profiteren van oneigenlijk steungelden. Op dit moment is zo'n ideaalsysteem nog ver uit beeld is de inschatting van de werkgroep.

Een systeem met een feed-in tarief, conform de huidige SDE-regeling, wordt in deze situatie als second-best gezien, maar wordt door de werkgroep op dit moment wel als veruit het meest realistisch vanwege de goede ervaringen in Nederland en omliggende landen. De werkgroep is van mening dat investerings-subsidies voor het realiseren en benutten van grote productievolumes minder geschikt zijn omdat de subsidiesteun (vooraf) wordt verstrekt op de realisatie van het project en niet op de feitelijke hernieuwbare productie.



## 4 Techniekspecifieke accenten

### 4.1 Inleiding

In het vorige hoofdstuk zijn we ingegaan op de inzet van generieke beleidsinstrumenten om de ambitieuze doelstelling van 35% hernieuwbare elektriciteit te kunnen bereiken. Naast deze hoofdinstrumenten zal er flankerend beleid op velerlei gebieden noodzakelijk zijn. Te denken valt aan actieplannen om op lokaal niveau voldoende locaties voor windparken aan te kunnen wijzen, voldoende draagvlak voor de bouw van windparken op land te waarborgen, eenduidige eisen voor de emissies van biomassacentrales, etcetera.

In deze visie hebben we ervoor gekozen om flankerende maatregelen separaat te behandelen voor twee specifieke technieken:

- inzet van biomassa in elektriciteitscentrales;
- windenergie op zee.

De reden voor deze keuze is gelegen in het omvangrijke potentieel van beide opties: het zijn technieken die verreweg de belangrijkste bijdrage kunnen leveren aan het ambitieniveau van 35%. Het soepel uit kunnen rollen van deze technieken veronderstelt dan ook een beleid dat cruciale knelpunten voor investeerders in deze technieken adequaat wegneemt.

Een belangrijk knelpunt bij grootschalige biomassa betreft de sterk fluctuerende biomassaprijzen en de onmogelijkheid om hiervoor op een goede manier te corrigeren binnen de SDE-systematiek (zie paragraaf 4.2).

Voor windenergie op zee is het vooral de door de overheid geschapen investeringonzekerheid de oorzaak van de stagnerende ontwikkeling. Aan ambitieuze overheidsplannen en -doelen geen gebrek, aan consistente omzetting in daden des te meer. In paragraaf 4.3 gaan we hier nader op in.

### 4.2 Inzet van biomassa in centrales

#### 4.2.1 Kapitaalintensief en kapitaalextensief

Biomassa kan hoofdzakelijk worden ingezet in midden- en kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties (dedicated centrales) of door het mee- of bijstoken in elektriciteitscentrales<sup>16</sup>. Voor het stimuleren van een toename van de biomassa-inzet is echter het onderscheid tussen *kapitaalintensieve* en *kapitaalextensieve* biomassa van belang. Onder kapitaalintensief verstaan we biomassa-inzet waar aparte installaties voor moeten worden gebouwd, zoals bij biomassa-bijstook. Bij biomassabijstook wordt de (ruwe) biomassa niet tegelijk verbrand met de fossiele brandstof. Bij deze route wordt biomassa in een aparte installatie vergast of verbrand, waarna het aldus opgewekte syngas of verbrandingsgas doorgeleid wordt naar de conventionele centrale. Ook de *dedicated* centrales

<sup>16</sup> Biomassa kan in principe mee- en bijgestookt worden in kolen-, gas- en oliecentrales.

worden gerekend tot kapitaalintensieve inzet. De kapitaalkosten vormen een significant deel van de totale exploitatie.

Onder kapitaalextensief verstaan we biomassameestook in centrales, waarbij de biomassa tegelijk met de fossiele brandstof (kolen of aardgas) wordt verbrand. Belangrijke biobrandstoffen zijn houtrestproducten en organische reststromen. De optie meestoken biedt voordelen voor energiebedrijven omdat er relatief weinig investeringen nodig zijn en daarmee beperkte kapitaalsrisico's. De exploitatie wordt, afgezien van beperkte investeringen om het proces te wijzigen, vrijwel uitsluitend bepaald door variabele brandstofkosten. Die optie wordt dan ook het meeste toegepast, ook omdat het beschikbare technische potentieel voor deze route nog niet ten volle benut is. In Tabel 3 presenteren we een overzicht van gehanteerde termen.

Tabel 3 Classificatie van biomassa-inzet

Kapitaalintensief inzet biomassa	Kapitaalextensieve inzet biomassa
Kleinschalige/dedicated biomassacentrales Bijstoken via vergassing Bijstoken via pyrolyse Bijstoken via HTU	Meestoken van biomassa

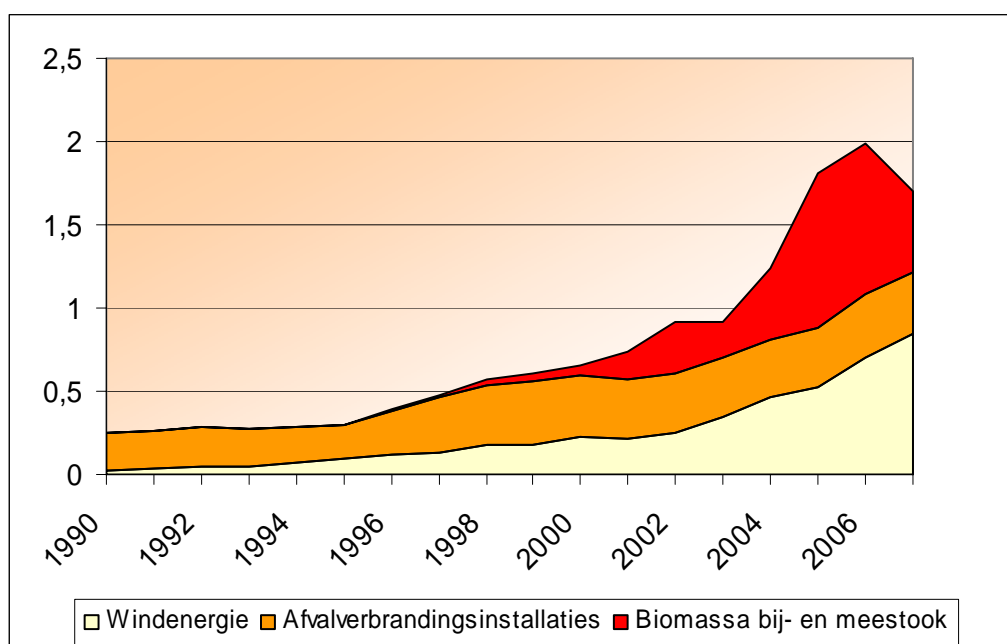
#### 4.2.2 Probleemanalyse

Tussen 2003 en 2006 groeide de productie van hernieuwbare stroom sterk. De belangrijkste duurzame energiebron is biomassa, met een totale bijdrage aan de energievoorziening van 1,8%. Grootschalige biomassabijstook in elektriciteitscentrales is in belangrijke mate verantwoordelijk geweest voor deze groei van het aandeel hernieuwbare elektriciteit (zie Figuur 7).

In 2007 is het meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales bijna gehalveerd. De voornaamste oorzaak voor deze daling is de verlaging van de subsidietarieven voor bij- en meestoken. Daarnaast speelt de maatschappelijke discussie over de duurzaamheid van biomassa (vooral palmolie).



Figuur 7 Ontwikkeling van het aandeel van de belangrijkste hernieuwbare technieken, waaronder biomassabijstook



de Volkskrant  
21 februari 2008, pag. 9

## Minder stroom uit biomassa

► Klimaatdoelstelling kabinet onder druk door daling productie duurzame energie.  
Van onze verslaggever

**DEN HAAG** De productie van duurzame elektriciteit is vorig jaar aanzienlijk afgenomen. Het aandeel duurzame elektriciteit nam af tot 6 procent van de totale productie. In 2006 was nog 6,5 procent van de elektriciteitsproductie afkomstig van biomassa, windmolens en afvalinstallaties.

Dat blijkt uit cijfers van het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS). Volgens het CBS is de daling te wijten aan het feit dat er minder biomassa wordt gebruikt in elektriciteitscentrales. 'Een reden hiervoor kan zijn de verandering in de subsidieregelingen per 1 juli 2006', schrijft het statistiekbureau.

Toen besloot de toenmalige minister Wijn van Economische Zaken de subsidieregeling MEP te beëindigen, omdat de aanvragen de beschikbare hoeveelheid geld ver te boven gingen.

De daling is een streep door de rekening van het kabinet, dat zich ten doel heeft gesteld duurzame energie te stimuleren. In 2010 moet het aandeel duurzame elektriciteit 9 procent zijn, in 2020 zelfs 20 procent. Op 1 april treedt daartoe een nieuwe subsidieregeling in werking, de Subsidieregeling Duurzame Energie (SDE).

De oppositiepartij GroenLinks eist direct actie van het kabinet. Volgens het Kamerlid Duyvendak moet het kabinet veel meer geld uittrekken voor de SDE dan de 270 miljoen euro per jaar die nu zijn gereserveerd.

De extreme fluctuaties illustreren de korte responstijd van deze biomassa-inzet. De inzet reageert veel sterker op veranderende markt- en overheid-omstandigheden dan pakweg windenergie met een levensduur van minimaal vijftien jaar. Enerzijds geeft dit een belangrijke stuurbaarheid aan biomassa-inzet (er kunnen snel 'meters' gemaakt worden), anderzijds gaat stimulering met een zekere kwetsbaarheid gepaard. Bij de optie van bij- en meestook dient de subsidie (als gevolg van feed-in premies of verplichting) bijna uitsluitend als

compensatie voor de hogere brandstofkosten. De inzet van deze brandstoffen heeft dan een volatiel karakter, omdat afhankelijk van de met de biomassaprijs variërende rentabiliteit van de optie, een producent kan wisselen tussen de inzet van biomassa en fossiel. De rentabiliteit van biomassa-inzet kan sterk wisselen door schommelingen in de biomassaprijs (zie tekstbox). Zolang er geen goede en betrouwbare prijsindices voor biomassa zijn, is het niet goed mogelijk om met subsidiëtarieven te corrigeren voor deze schommelingen.

#### **De kosten van biomassa-inzet in centrales**

Voor de toepassing van biomassa in elektriciteitscentrales geldt dat de kosten van biomassa in hoofdzaak de onrendabele top van opwekking bepaalt. Het bedrag dat nodig is om de onrendabele top te dekken van biomassa mee- en bijstook is sterk afhankelijk van de toegepaste techniek en de in te zetten biomassabrandstoffen. Er kan globaal van een bedrag van 6-7 Eurocent per kWh uitgegaan worden, hetgeen omgerekend neer komt op een bedrag van € 80 per ton CO<sub>2</sub>. Dit is op basis van huidige biomassaprijzen. Gezien de wereldwijd toegenomen vraag naar biomassa, zullen de prijzen van biomassa in de nabije toekomst eerder in de buurt van € 100 per ton CO<sub>2</sub> liggen. De prijs van biomassa kan nog verder stijgen als aan biomassa duurzaamheidseisen worden gesteld. De huidige en toekomstige ETS-prijzen zullen naar verwachting rond de € 7 tot € 30 per ton CO<sub>2</sub> liggen. Om grootschalige biomassa effectief te kunnen ondersteunen, zal derhalve een extra stimulans van € 75 per ton CO<sub>2</sub> moeten worden geboden, bovenop de CO<sub>2</sub>-handelsprijs.

Merk op dat deze dat deze problemen zich uitsluitend voordoen bij *kapitaal-extensieve inzet* van biomassa, aangezien de exploitant geen noodzaak heeft om de vaste kosten van zijn investering terug te verdienen en net zo makkelijk overschakelt op de primaire brandstof. Dit in tegenstelling tot *kapitaalintensieve inzet* van biomassa waar de exploitant of geen fuelswitchmogelijkheden heeft (dedicated biomassacentrale) of de gedane investering van bijvoorbeeld een vergassingscentrale eerst zal willen terugverdienen.

Dit onderscheid is cruciaal in de stimulering van biomassa, zoals we in de volgende paragraaf (4.2.3) zullen beschrijven.

### **4.2.3 Mogelijke oplossingsrichtingen**

De werkgroep kiest voor een tweeledige strategie. De kapitaalintensieve inzet kan prima worden ondergebracht onder de huidige SDE-systematiek. Vanwege de hierboven beschreven problematiek zal voor de kapitaalextensieve inzet van biomassa in elektriciteitscentrales een alternatieve oplossing worden gezocht.

Voor stimulering van deze kapitaalintensieve inzet staan in principe de volgende instrumenten open:

- meerjarige tenders;
- verplichting tot mee- en bijstook voor elektriciteitscentrales;
- voortzetting kolenconvenant;
- (fossiele) brandstoffenbelasting.

In deze paragraaf worden de instrumenten eerst beschreven. In paragraaf 4.2.4 maken we een vergelijking en wordt de conclusie van de werkgroep gepresenteerd.





De vormgeving dient er op gericht te zijn dat een maximale hoeveelheid primaire fossiele brandstof wordt vermeden, waarbij voorkomen moet worden dat het gemiddelde rendement van kolen- en gascentrales zodanig wordt verbeterd dat daarmee nieuwe investeringen in centrales worden uitgelokt. Dit betekent een benadering gericht op de verbetering van uitsluitend de marginale bijstook-rentabiliteit.

### **Meerjarige tenders**

Een mogelijkheid om de biomassa-inzet bij kolen- en gascentrales te vergroten wordt gevormd door meerjarige tenders, waarbij de exploitanten van de kolen-centrales kunnen inschrijven op één of meerdere percelen. Het ligt voor de hand om de vermeden hoeveelheid petajoules fossiele energie als belangrijkste doelvariabele te kiezen. De exploitant die meeste PJ's fossiele brandstoffen kan vermijden tegen de minste subsidie-Euro's, wordt het contract gegund. Daarbij kunnen extra duurzaamheidseisen (CO<sub>2</sub>-reductie over de gehele keten, beperking landgebruik en biodiversiteit aantasting) worden opgenomen ten aanzien van de biomassagrondstoffen.

Een van de kernvragen bij het ontwerp van de tender is natuurlijk de looptijd van het contract. Een langer contract betekent enerzijds meer investeringszekerheid voor de exploitant en meer duidelijkheid voor de overheid ten aanzien van omvang van de inzet van biomassa. Anderzijds betekent een langere looptijd van het contract - gegeven de onvoorspelbaarheid en grote fluctuaties in biomassa-prijzen - tevens een hogere risico-opslag voor het totale subsidiebedrag en daarmee een hogere biedprijs.

De te gunnen contracten dienen over een aantal percelen te worden verdeeld om een open inschrijving voor meerdere partijen mogelijk te maken en ook kleinere biomassaopties een gelijke kans te geven. Om het stop-and-go karakter van een tender te vermijden, dienen achtereenvolgende tenderrondes goed op elkaar aan te sluiten en de perceelgroottes in elke ronde uitgebreid te worden tot het beoogde inzetpercentage voor biomassa in kolencentrales. Deze planning in de tijd zou bij voorkeur vooraf bekend moeten worden gemaakt.

Voordeel van het gebruik van meerjarige tenders bij de inzet van biomassa is dat de subsidie-Euro kosteneffectief besteed wordt, en dat hiervoor tevens - naast kosteneffectieve inzet van biomassa - de hoogste CO<sub>2</sub>-reductie wordt bereikt. Deze laatste prikkel ontbreekt bij andere systemen van stimulering, aangezien deze niet differentiëren naar CO<sub>2</sub>-reductie over de gehele keten.

In theorie blijkt dat tendersystemen optimaal gebruik maken van de marktkrachten. In de praktijk is er wel een zeker risico aanwezig dat marktpartijen gebruik maken van marktmacht en afspraken maken over de verdeling van projecten. Naarmate de projecten groter worden en het aantal spelers kleiner, wordt het risico op 'wicked of stupid behaviour' aanzienlijk groter<sup>17</sup>. Achtereenvolgende tenderrondes verkleinen echter dit risico.

---

<sup>17</sup> Dit wil zeggen dat initiële biedingen vaak worden herzien door na aanvang de aanbestedende partij te confronteren met tegenvallers, extra kosten of vertragingen. De aanbestedende partij wordt zo voor het blok gezet, aangezien de kosten van een nieuwe inschrijving en hiermee gemoeide tijd te groot zijn.

In zijn algemeenheid zijn de uitvoeringskosten en complexiteit van het uitschrijven van een tender belangrijke aandachtspunten. Nadeel is verder dat de meerkosten bij overheid gelegd worden in tegenstelling tot een verplichting.

### **Verplichting tot mee- en bijstook**

Er kan een verplicht aandeel voor de mee- en bijstook van biomassa voor elke centrale op fossiele brandstof in Nederland worden ingevoerd die in de plaats komt van het huidige Kolenconvenant. Uit technische overwegingen dient rekening te worden gehouden met een maximaal meestookpercentage van 20%-40% van het opgestelde kolenvermogen. Het Kolenconvenant voorziet thans in 12% van het opgestelde kolenvermogen met een CO<sub>2</sub>-reductie van naar schatting 3,2 miljoen ton. Alle acht bestaande en nieuw te bouwen kolen centrales, dienen in te zetten op het halen van een nader te bepalen percentage biomassabijstook. Voor gascentrales kan uitgaande van technische overwegingen met betrekking tot voorhanden technieken uitgegaan worden van een vergelijkbare benadering.

Een voordeel van een verplichting tot mee- of bijstook voor kolencentrales is de effectiviteit en garantie op het behalen het beoogde resultaat. Als nadeel kan genoemd worden dat elke centrale, ongeacht zijn technische mogelijkheden en kostenvoordelen, dezelfde verplichting opgelegd zou kunnen krijgen. Hiermee draagt een uniforme (niet-gedifferentieerde) verplichting niet bij aan een kosteneffectieve inzet van biomassaopties. Vooral voor een intensievere inzet voor biomassa (> 20%) zijn verschillende technische opties beschikbaar (voorbehandeling, bijstook via vergassing, bijstook via pyrolyse, bijstook via HTU, stoomzijdige integratie). In een verplichting moet de het gebruik van duurzame biomassa als eis worden opgenomen.

Dit probleem zou opgelost kunnen worden door de verplichting verhandelbaar te maken of op een andere manier te verevenen, echter voor een deeloplossing voor één specifieke techniek lijkt dit te omslachtig en duur.

### **Convenant**

De optie betreft in feite een vrijwillige vervolgspraak tussen overheid en de exploitanten van kolencentrales om tot 2020 het beoogde percentage (20-40%) te realiseren. Het huidige Kolenconvenant (Kolencentrales en CO<sub>2</sub>-reductie) werd in 2002 ondertekend door de ministers van Economische Zaken en VROM en de elektriciteitsproductiebedrijven. In het convenant is afgesproken dat de producenten 5,8 Mton CO<sub>2</sub> minder zullen uitstoten in de periode 2008-2012<sup>18</sup>. In ruil daarvoor zal de overheid geen nieuwe eisen stellen aan de emissie van schadelijke stoffen door kolencentrales en de fiscale ondersteuning van elektriciteitsproductie uit verbranding van biomassa handhaven.

De vraag in hoeverre een vrijwillige afspraak afwijkt van een verplichting hangt af van de invulling van sanctionering indien een verplichting of convenantsdoelstelling niet gehaald wordt. Het huidige Kolenconvenant voorziet echter niet in sancties en energiebedrijven voelen zich nauwelijks meer gebonden aan kolenconvenant. Uitgaande van een effectief convenant zullen de eerder-

---

<sup>18</sup> Hiervan zou 3,2 Mton door de inzet van biomassa gereduceerd moeten worden. Dit betreft 12% van de totale koleninzet.



genoemde voor- en nadelen ook voor een vrijwillige invulling van 20%-40% gelden: goede kans op doelbereiking, echter geen stimulering van een kosten-effectieve inzet van biomassa in de centrales.

### **Brandstoffenbelasting**

Naast het aantrekkelijker maken van de inzet van biomassa in elektriciteitscentrales, kan ook de inzet van fossiele brandstof extra belast worden via fiscale maatregelen zoals een kolen of CO<sub>2</sub>-heffing. Doel is dan niet de inzet van biomassa te stimuleren, maar de uitstoot van CO<sub>2</sub> te minimaliseren bij elektriciteitscentrales. De manier waarop deze minimalisering tot stand komt, wordt vrijgelaten. In feite betreft het daarom niet een specifiek beleidsinstrument voor biomassa, maar past het veel meer in de strategie om de maatschappelijke kosten van fossiele brandstoffen te belasten vooruitlopend op een goed werkend systeem van emissiehandel. De beoogde fiscale maatregel is aanvullend op het Europese systeem van verhandelbare emissierechten (ETS).

Een dergelijke maatregel sluit aan bij het Initiatiefwetsvoorstel-Duyvendak. Dit voorstel betreft een tariefsverhoging die geldt voor alle belastingplichtigen van de brandstoffenbelasting in combinatie met een beperking van de huidige vrijstelling voor installaties waarin kolen als brandstof gebruikt worden voor het opwekken van elektriciteit.

Daarin heeft de fiscale maatregel het karakter van een CO<sub>2</sub>-garantieprijs gekregen van 50 Euro per ton. Bij deze prikkel is er echter geen garantie dat ook daadwerkelijk de beoogde inzet van biomassa in kolencentrales plaatsvindt. CCS (afvang en ondergrondse opslag) - indien technisch realiseerbaar - kost bij een nieuwe kolencentrale naar schatting € 30 à € 40 per ton. Bijstook zal duurder uitkomen, terwijl het potentieel van meestook relatief beperkt is. Biomassa is derhalve duurder dan CCS en de prijs zal alleen nog maar stijgen als aan biomassa duurzaamheidseisen worden gesteld.

Voordeel van de maatregel is dat een heffing een bijdrage levert aan het concurrerend maken van biomassa door internalisering van milieu- en klimaatkosten; zo worden meer opties gestimuleerd dan alleen biomassa-inzet. Dit is echter meteen de beperking van de maatregel: er is geen garantie dat de CO<sub>2</sub>-reductie met inzet van biomassa wordt ingevuld. De bijstookopties betreffen niet de opties met de meest gunstige kosteneffectiviteit. Tevens biedt de heffing geen mogelijkheid duurzame biomassa te stimuleren.

#### 4.2.4 Beoordeling en conclusie

In Tabel 4 vergelijken we de verschillende beleidsinstrumenten.

Tabel 4 Vergelijking instrumenten grootschalige inzet biomassa in elektriciteitscentrales

	Voordelen	Nadelen
Bijstookverplichting	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kosten bij marktpartijen</li> <li>- Doelbereiking is gunstig</li> <li>- Inzet op duurzame biomassa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stimuleert geen doelmatig inzet biomassa</li> </ul>
Convenant	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kosten bij marktpartijen</li> <li>- Goede kans op doelbereiking, maar geen garantie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stimuleert geen doelmatig inzet biomassa</li> </ul>
Kolen of CO <sub>2</sub> -belasting	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Draagt bij aan correctie marktfalen fossiele brandstoffen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geen specifiek instrument om biomassa te stimuleren. Effect op inzet biomassa vermoedelijk gering</li> </ul>
Meerjarige tenders	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kosteneffectieve inzet biomassa</li> <li>- Effectieve bijdrage aan CO<sub>2</sub> door sturing op CO<sub>2</sub>-reductie in keten.</li> <li>- Opnemen van randvoorwaarden duurzaamheid</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stop-and-go karakter</li> <li>- Mogelijke afspraken over verdeling projecten</li> <li>- Kosten bij de overheid</li> <li>- Uitvoeringskosten is aandachtspunt</li> </ul>

De werkgroep is van mening dat een onderscheid gemaakt moet worden in kapitaalintensieve en -extensieve inzet van biomassa in centrales. *Kapitaal-intensieve* inzet kan zonder aanpassing binnen de gehanteerde subsidie systematiek van de SDE worden opgenomen. Stimulering vindt hier plaats door overbrugging van de onrendabele top, dat bestaat uit een kapitaaldeel en een brandstofdeel. Voor de kapitaalextensieve inzet zal het volgens de werkgroep noodzakelijk zijn om binnen de SDE-systematiek in te zetten op een feed-in premie gebaseerd op een tender. Om scherpe fluctuaties in de inzet van biomassa te vermijden, wordt deze premie voor enkele tot meerdere jaren aanbesteed afhankelijk van de soort biomassa. De feed-in premies worden achteraf gecorrigeerd voor de prijsontwikkeling van de fossiele (primaire) brandstof en biomassaprijs, zodat alleen de daadwerkelijke meerkosten inclusief een marge vergoed worden aan de exploitant. Naar verwachting van de werkgroep zullen er binnenkort, met het volwassen worden van de biomassamarkten, betrouwbare prijsindices beschikbaar komen die inzicht geven in de prijsontwikkelingen van biomassastromen.

De vormgeving dient er op gericht te zijn dat een maximale hoeveelheid primaire fossiele brandstof wordt vermeden, waarbij voorkomen moet worden dat het gemiddelde rendement van kolen- en gascentrales zodanig wordt verbeterd dat daarmee nieuwe investeringen in centrales worden uitgelokt. Dit betekent een benadering gericht op het verbeteren van uitsluitend de marginale bijstookrentabiliteit



De te gunnen contracten dienen over een aantal percelen te worden verdeeld om een open inschrijving voor meerdere partijen mogelijk te maken en ook kleinere biomassaopties een gelijke kans te geven. Aan de tender worden duurzaamheidseisen verbonden zoals een minimale CO<sub>2</sub>-rendement over de keten, duurzame herkomst of teelt, etcetera

De werkgroep acht een verplichting voor de inzet van biomassa in centrales zeer lastig implementeerbaar en bovendien niet kosteneffectief. Naast de gelijke behandeling tussen gas- en kolen speelt een ook de gelijke behandeling tussen zelfopwekking (Akzo, Shell) en inkoop. Er zijn nu al joint ventures tussen energiebedrijven en industrie en als er een eenzijdige verplichting komt voor de energiebedrijven zullen die reageren door elektrisch vermogen onder te gaan brengen in joint ventures met de industrie. Dat maakt dat er aan een verplichting volgens de werkgroep de nodige haken en ogen zitten. Ook de kosteneffectiviteit van een verplichting is beduidend slechter dan een tenderregeling. Op grond van beide argumenten wordt een dergelijke benadering als niet zinvol gezien.

Gegeven de slechte ervaringen met het huidige Kolenconvenant en het vrijblijvende karakter van vrijwillige afspraken om verdergaande doelen te realiseren, wordt ook deze route als onwenselijk gezien.

## **4.3 Windenergie**

### **4.3.1 Introductie**

Windenergie en vooral wind op zee, is één van de belangrijkste duurzame (elektriciteits)bronnen om de doelstelling van de Nederlandse regering van 20% duurzame energie in 2020 te halen. De algemene verwachting is dat het aandeel duurzame elektriciteit in 2020 zelfs 30% tot 40% moet zijn om de doelstelling te behalen. In het werkprogramma Schoon en Zuinig wordt uitgegaan van een vermogen van 6.000 MW wind op zee in 2020 (naast 4.000 MW wind op land). De twee inmiddels gerealiseerde windparken in zee bij Egmond en IJmuiden hebben vermogens van respectievelijk 108 en 120 MW. De verdere ontwikkeling van wind op zee lijkt in Nederland echter te stagneren, terwijl de tijd dringt om het gestelde doel te behalen.

### **4.3.2 Probleemanalyse**

In het essay<sup>19</sup> 'Münchhausen op de Noordzee' analyseert Jan Paul van Soest de geschiedenis en de huidige situatie rond de ontwikkeling van wind op de Noordzee. Het essay sluit af met een aantal concrete aanbevelingen, te weten:

- 1 Herzie het ruimtelijk beleid en wijs gebieden aan waar wind op zee voorrang heeft boven andere belangen.
- 2 Stel voor die gebieden een strategische MER voor windenergie op, met de overheid als opdrachtgever.
- 3 Wijs daarnaast gebieden aan waar functiecombinaties mogelijk zijn.

---

<sup>19</sup> Zie: <http://nwea.trialversion.nl/files/M%C3%BCnchhausen%20op%20de%20Noordzee%20juni%202008.pdf>

- 4 Maak een automatische koppeling tussen het verkrijgen van een vergunning en het verkrijgen van subsidie. Er van uitgaand dat er ook subsidieregelingen zijn die stabiel in de tijd zijn.
- 5 Koppel aan de reserveringsgebieden ook de beschikbaarheid van 'stop-contacten' op zee, door TenneT te verplichten de benodigde aansluitpunten en -kabels te realiseren. De kosten voor de netaanleg worden door alle elektriciteitsgebruikers en producenten gedragen.
- 6 Richt een Noordzee-autoriteit in die alle belangen in haar portefeuille heeft, inclusief het belang om 6.000 MW wind op zee te realiseren.
- 7 Investeer in een breed onderzoeksprogramma Noordzee, zodat de kosten van dit wetenschappelijk onderzoek niet bij de initiatiefnemers van windparken komen te liggen.

Van Soest doet de slotaanbeveling om het huidig proces uit het slop te trekken door het instellen van een stakeholder- en interventieproces, naar model van de Commissie-Meijer voor de Wadden.

In de Staatscourant van 1 juli 2008 valt te lezen dat Staatssecretaris Huizinga een aantal van bovenstaande aanbevelingen heeft overgenomen. De coördinatie van de belangen, die nu over meerdere ministeries verdeeld zijn, wordt ter hand genomen, er worden voor de langere termijn gebieden aangewezen waar wind op zee voorrang heeft, en er komt een koppeling tussen het vergunnings- en het subsidietraject.

### 4.3.3 Oplossingsrichtingen

De werkgroep beveelt aan om naast bovengenoemde punten de volgende punten te realiseren:

- 1 Tref maatregelen zodat de benodigde subsidiegelden veilig worden gesteld, voor de door de overheid nagestreefde volumes aan duurzame energie.
- 2 Regel de beschikbaarheid van infrastructuur (aansluitpunt en aansluitkabels), zodanig dat de kosten daarvan bij alle gebruikers van de elektriciteitsvoorziening komen te liggen.
- 3 Zorg voor dat de infrastructuurkosten niet langer verhaald wordt op de investeerder in windenergie, maar deze via de nettarieven 'om te slaan' op de gebruiker.

Het eerste punt is van eminent belang voor de benodigde zekerheid voor investeerders in windparken, dat al een flinke deuk heeft opgelopen; zie het aangehaalde essay. Het zou niet de eerste keer zijn in Nederland dat bestaande subsidieregimes plotsklaps worden aangepast of zelfs stopgezet. De planontwikkeling voor een grootschalig windpark kost jaren. Het is daarom van belang dat de overheid in ieder geval de benodigde subsidiegelden veilig stelt die horen bij de gestelde volumedoelen (i.e. 6.000 MW windvermogen op zee en 4.000 MW windvermogen op land, in 2020). Dat is nu alleen voor de huidige kabinetsperiode formeel gedaan.



De laatste twee punten zijn enerzijds bevorderlijk voor de rentabiliteit van de projecten, maar zijn anderzijds ook een belangrijke erkenning dat de infrastructuur die benodigd is om de duurzame energiedoelen te halen, een maatschappelijke verantwoordelijkheid is voor alle energiegebruikers. De overheid neemt de taak op zich om de beschikbaarheid van de infrastructuur te regelen en de kosten daarvan te beleggen bij de gebruikers van (in het geval van windstroom) de elektriciteitsvoorziening.





## 5 Betalen van meerkosten

### 5.1 Inleiding

De doelstelling van 35% is in principe technisch haalbaar waarbij het accent komt te liggen op opties zoals windenergie (op land en zee) grootschalige inzet van biomassa. Daar staat tegenover dat meerkosten gaan optreden die ofwel leiden tot budgettaire beslag op de rijksbegroting of op de elektriciteitsconsument verhaald moeten. Linksom of rechtsom zal de belastingbetaler of de consument voor de meerkosten moeten opdraaien. De financieringswijze van de groei van hernieuwbare elektriciteit is van belang bij een systeem van feed-in subsidies (SDE). Voor een verplichting worden de meerkosten van groene stroom automatisch doorbelast aan de stroomconsument

In dit hoofdstuk gaan we in op de hoogte van de meerkosten van ambitieniveau van 35% (paragraaf 5.2) en wijze waarop deze meerkosten gefinancierd kunnen worden (paragraaf 5.3). Tot slot komt de werkgroep tot een beoordeling (paragraaf 5.4) en conclusie (paragraaf 5.5) ten aanzien van de meest wenselijke financieringswijze.

### 5.2 Indicatie van de meerkosten

Om tot een inschatting van de kosten van hernieuwbare elektriciteit in 2020 is gebruik gemaakt van berekeningen die zijn uitgevoerd voor de Energieagenda 2020. Deze berekeningen zijn uitgevoerd met als achtergrond het GE-scenario waarin de elektriciteitsvraag in 2020 oploopt naar 156 TWh. Het berekenen van de meerkosten is uitgevoerd basis van aannames die aansluiten bij het GE-scenario. Daarbij is verondersteld dat de *gemiddelde* onrendabele top van alle hernieuwbare technieken 0,06 Euro per kWh in 2010 en 0,035 Euro per kWh 2020. Voor de kosten in 2020 is dus uitgegaan van forse leereffecten. Kostenvermindering door leren doet zich met name voor bij windenergie. Daar staat tegenover dat voor biomassa nauwelijks rekening is gehouden met prijsdaling, vanwege de beperktere leereffecten en toenemende vraag naar biomassa (en toenemende benutting van goedkope reststromen).

Tabel 5 Totale meerkosten van hernieuwbare elektriciteit in 2010 en 2020 (35% aandeel)

	2010	2020
Elektriciteitsvraag (TWh)	106	156
% hernieuwbaar	10%	35%
Hernieuwbare stroomproductie (TWh)	10,9	54,6
Gemiddelde meerkosten/kWh (Euro)	0,06	0,035
Totale meerkosten (mln. Euro)	654	1.911

De totale kosten van het 35% ambitieniveau zijn jaarlijks (rond 2020) € 2 miljard onder de aanname dat de goedkoopste opties eerst worden ingezet. In 2010 gaat het om €0,6 à €0,7 miljard.

Mogelijke additionele kosten van de toepassing van intermitterende hernieuwbare energietechnieken (zoals noodzaak van opslag, bouw van back-up vermogen of versterking van het net) met een toenemend marktaandeel van deze technieken komen hier nog bij. Naar verwachting speelt dit pas na 2020.

### **5.3 Wijze van financiering**

De financieringswijze van de groei van hernieuwbare elektriciteit is van belang bij een systeem van feed-in subsidies. Niet alleen gaat het om een aanzienlijk bedrag om het 35%-doel voor 2020 te realiseren. Bovendien kan de financieringswijze invloed hebben op een stabiel investeringsklimaat. Naarmate gekozen wordt voor een consistente en voorspelbare financieringsbron, kan een duidelijker signaal worden afgegeven aan producenten van hernieuwbare elektriciteit dat investeren blijvend beloond zal worden.

In deze paragraaf zullen we de volgende wijzen van financiering worden beschreven:

- via de rijksbegroting;
- via een gebruikersopslag;
- via de aardgasbaten.

Hieronder worden de financieringswijze eerst beschreven en vervolgens in de volgende paragraaf 5.4 beoordeeld.

#### **5.3.1 Via rijksbegroting**

De voorganger van de SDE, de MEP, werd eerst gefinancierd uit de MEP-heffing voor kleinverbruikers en vanaf 2006 uit de algemene middelen. De huidige SDE-regeling wordt gefinancierd uit de begroting van het ministerie van Economische Zaken. Met de verwachte groei van het percentage hernieuwbare elektriciteit van 9% in 2010 tot 35% in 2020 resulteert een claim op de begroting van 1 miljard Euro oplopend tot grofweg 2 miljard Euro in 2020. Stijgende olie- en gasprijzen als ook CO<sub>2</sub>-prijzen zullen het budgettaire beslag drukken.

Investeerders hebben hun zorgen geuit over deze wijze van financiering (zie bijvoorbeeld de rondetafelconferentie Tweede Kamer over SDE). In het verleden is meerdere malen de subsidiekraan dichtgedraaid en zijn wijzigingen in de allocatie van subsidies aangebracht door een snelle groei van het opgestelde vermogen en daardoor onverwachts snelle budgetuitputting. Bijvoorbeeld kan een mogelijke daling van de elektriciteitsprijzen het huidige SDE-budget sneller uitputten dan vooraf verwacht. Een meer voor de hand liggende stijging van de elektriciteitsprijzen zorgt voor een meevaller en dus voor onderuitputting. Dit illustreert dat vaste begrotingsbudgetten, die niet kunnen mee ‘ademen’ met de inherente dynamiek van de energiemarkten, minder flexibiliteit bieden en daarmee de investeerder minder garanties kunnen geven op het indienen van een succesvolle aanvraag. Het claimen van een open-einde subsidiebudget (zonder subsidieplafond) behoort in theorie tot een goede mogelijkheid om de flexibiliteit



wel te kunnen bieden, maar beschouwen we als politiek onhaalbaar vanwege de budgettaire risico's die aan een open-einde regeling kleven<sup>20</sup>.

### 5.3.2 Via de aardgasbaten

Een alternatieve wijze van financiering betreft de aardgasbaten in het Fonds Economische Structuurversterking (FES). Het FES wordt gevoed met aardgasbaten en is bedoeld voor grote infrastructurele investeringen. Het Energie-rapport van Economische Zaken stelt deze optie voor en geeft aan dat de FES-wet hiervoor zal worden aangepast. Door de hoge energieprijzen zal de komende jaren veel extra geld in de vorm van aardgasbaten ten gunste komen van de staatskas. Op iets langere termijn zal die stroom echter opdrogen vanwege de afnemende Nederlandse gasproductie.

Ook hier is de vraag aan de orde of het een 'openeinde' of 'dichteinde' claim betreft. De huidige systematiek is er echter op gericht om eerst een claim in te dienen waarover vervolgens besloten wordt om die toe te kennen of niet. De flexibiliteit van budgettering is echter wel van belang om goed in te kunnen spelen op de dynamiek van de hernieuwbare elektriciteitsmarkt.

### 5.3.3 Via de elektriciteitsstarieven

Ten aanzien van de financiering via elektriciteitsstarieven kunnen drie sub-varianten worden onderscheiden:

- 1 **Via een vaste heffing per aansluiting:** De meerkosten hiervan worden verhaald op de gebruikers via een vast bedrag per aansluiting. Dit betreft een forfaitaire heffing die onafhankelijk is van het gebruik, maar geldt per elektriciteitsaansluiting.
- 2 **Via een kWh-gebruiksheffing:** De meerkosten worden verhaald op de gebruikers via een bedrag dat afhankelijk is van het elektriciteitsgebruik. Hoe meer elektriciteit gebruikt wordt, hoe hoger de bijdrage aan duurzame energie. Eventueel kunnen de midden- en grootverbruikers (van meer dan 100.000 kWh) of alleen de grootverbruikers (van meer dan 1 miljoen kWh) hiervan worden uitgezonderd omwille van nadelige concurrentie-effecten die deze bedrijven kunnen ondervinden van een toename van de stroomprijs. Deze variant prikkelt tevens energie-efficiency.
- 3 **Via een grijze kWh-gebruiksheffing:** het gaat hier om een heffing op alleen grijze stroom, die niet alleen energiebesparing stimuleert, maar tevens ook het prijsverschil tussen groene en grijze stroom verder overbrugt. De mogelijkheid om alleen grijze stroom te belasten is echter politiek niet haalbaar, vanwege de mogelijkheid van weglek van onbelaste stroom naar het naar het buitenland (zie ervaringen met de REB 36i). Om die reden wordt deze optie verder buiten beschouwing gelaten.

---

<sup>20</sup> De politieke discussie over de toegenomen kosten van kinderopvang (waarbij het om bedragen gaat die in de toekomst tevens noodzakelijk zijn voor duurzame energie) laten zien dat een openeinderegeling tot de mogelijkheden behoort, maar dat budgettaire consequenties in daaropvolgende jaren onvermijdelijk zijn.

Ervaringen met de Duitse wijze van financiering van de EEG via een opslag op de elektriciteitsprijs zijn positief en hebben aan een stabiel investeringsklimaat bijgedragen. Library House, een Londens bureau dat onderzoek doet naar het investeringsklimaat voor schone technologie, concludeert in zijn rapport 'Cleantech goes mainstream' van april 2007 ook dat het Duitse systeem verreweg het meest effectief is. Grote succesfactor is 'voorspelbaarheid'. Hierdoor is het risico van de investeerder beperkt. Dit geldt op de eerste plaats voor een investering met gedurende een bepaalde looptijd een vooraf vastgestelde terugleververgoeding (degressief), maar ten tweede ook voor opeenvolgende investeringen die dankzij de stabiele marktvooruitzichten eerder rendabel zijn door een kleiner risicoprofiel.

De totale overheidsbijdrage aan de investering voor hernieuwbare elektriciteit in 2020 uitgesmeerd over het totale stroomverbruik 'een opslag van 1 Eurocent per afgenomen kWh betekent (zie Tabel 6). Wanneer industriële grootverbruikers<sup>21</sup> worden uitgezonderd neemt de toeslag toe tot 2 Eurocent per kWh. Ten opzichte van de Energiebelasting in de eerste schijf (0,075 Euro/kWh) gaat het om een toename van respectievelijk 13% en 20%.

Worden de meerkosten per aansluiting overgeslagen, dan betekent dit in 2020 een opslag van grofweg 200 tot 300 Euro per jaar per aansluiting.

Tabel 6 Effecten op de stroomrekening van afnemers van 10% (2010) en 35% (2020) duurzame stroomproductie

	2010	2020
Totale meerkosten (mln. €)	654	1.911
Opslag per aansluiting, alle gebruikers (€)	87	253
Opslag per aansluiting, alleen kleingebruikers (€)	87	256
Opslag per kWh voor alle gebruikers (€)	0,01	0,01
Opslag per kWh voor alleen kleingebruikers (€)	0,02	0,02

Uitgangspunt: De hernieuwbare stroomproductie is gebaseerd op een percentage van 10% respectievelijk 35% op basis van de elektriciteitsvraag uit het GE-scenario. De gemiddelde meerkosten/kWh zijn gebaseerd op berekeningen van ECN in het kader van Energieagenda 2020.

Kleinverbruikers zijn hier afgebakend tot 100.000 kWh.

<sup>21</sup> Het gaat om 65 bedrijven die circa 35% van het stroomverbruik voor hun rekening nemen en daarnaast opereren op internationale afzetmarkten.



## 5.4 Beoordeling

In deze paragraaf beoordeelt de werkgroep de in de vorige paragraaf financieringsbronnen op de volgende criteria:

- zekerheid financieringsbron; en daarmee ook de mate van investeringszekerheid voor ondernemers;
- flexibiliteit;
- prikkel tot efficiency.

### *Zekerheid*

Vaak wordt verwezen naar het succes van Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) die voor een continue ondersteuning van duurzame energie heeft geleid in Duitsland. De hoge mate van voorspelbaarheid wordt veelal toegeschreven aan de financieringsystematiek via de elektriciteitsprijzen. De werkgroep vindt dat de vergelijking met Nederland niet zonder meer kan worden getrokken. Het Duitse model gaat ook niet zozeer om het Duitse model *an sich*, maar om de Duitse manier van denken en politieke constellatie waarin duurzame energie een breder draagvlak lijkt te genieten. De werkgroep is van mening dat het overnemen van de financieringsystematiek geen garantie is voor een stabiele financieringsbasis. Ook de financiering via elektriciteitsprijzen levert vergelijkbare politieke discussies op en zal niet op voorhand gevrijwaard zijn van eventuele politieke interventies. De werkgroep is er niet van overtuigd dat er ideale recepten zijn om het maatschappelijk en politiek draagvlak voor de financiering van hernieuwbare elektriciteit eenvoudig te borgen. Vanuit zekerheid van financiering is er dan ook geen duidelijk voorkeur vanuit de werkgroep voor financiering vanuit de stroomprijs dan wel financiering vanuit de rijksbegroting.

Financiering vanuit de aardgasbaten wordt door de werkgroep als een goede mogelijkheid gezien voor een stabiele reservering van noodzakelijke subsidiebedragen. De stabiliteit van een FES-fonds wordt groter geacht dan financiering via de begroting. Met name door het langetermijnkarakter - tot de Nederlands aardgasvoorraden zijn uitgeput - vormen de aardgasbaten een stabiele financieringsbron. Ook de politieke onderbouwing is sympathiek: de oude energievoorziening betaalt mee aan de transitie naar een nieuwe energievoorziening.

Voordeel van deze constructie is verder de afwezigheid van nadelige koopkrachteffecten, waardoor de politieke waan van de dag enigszins op afstand kan worden gehouden.

### *Flexibiliteit*

Het 'mee ademen' van budgetten is cruciaal om flexibel in te kunnen spelen op marktontwikkelingen (stijgende biomassaprijzen, snelle groeikansen bijv. in relatie tot verleende vergunning voor wind op zee, etcetera). De werkgroep komt tot de conclusie dat een flexibele budgettering het beste via een opslag op de elektriciteitsrekening kan worden gerealiseerd. Eventuele mee- of tegenvallers kunnen - binnen vooraf gestelde grenzen - in de tarieven van het volgende jaar worden 'verrekend'. Hoewel deze flexibiliteit in theorie even goed mogelijk is in financiering via de rijksbegroting en aardgasbaten, is de politieke bereidheid een

openeinderegeling te handhaven voor een miljardenbedrag zo goed als uitgesloten. De MEP met een open einde is juist om die reden afgeschaft.

### *Efficiency*

Alleen de verrekening via de kWh-prijs biedt een extra prikkel energie-efficiency. De overige systemen kennen deze prikkel niet. De heffing op grijze stroom heeft als extra voordeel dat het verschil tussen groen en grijze stroom verder verkleind wordt en doorgegeven kan worden aan producenten van groene stroom. De werkgroep is echter van mening dat een dergelijke gebruikersheffing niet realistisch is gezien de ervaringen met REB 36i ('buitenland lek'). Daarbij komt dat grijze stroom als financieringsbasis tot onverwachte switches zou kunnen leiden die de financieringsbasis instabiel zou kunnen maken.

In Tabel 7 geven we een overzicht van de beoordeling van de werkgroep van de verschillende financieringsmogelijkheden.

Tabel 7 Vergelijking van het oordeel van de werkgroep van de drie financieringsbronnen

	Zekerheid/stabiliteit	Flexibiliteit	Efficiency
Via Rijksbegroting	0	0	0
Via aardgasbaten (FES)	+	0	0
Via stroomrekening (totale kWh-prijs)	0	+	+

## 5.5 Conclusie

De totale kosten van het 35% ambitieniveau zijn jaarlijks (rond 2020) 2 miljard Euro onder de aanname dat de goedkoopste opties eerst worden ingezet.

De werkgroep is van mening dat de verschillen tussen de drie onderzochte financieringssystemen in de praktijk kleiner zijn dan men op het eerste gezicht zou denken. Er is niet een ideaal recept om de benodigde bedragen 'veilig te stellen'. Of het nu linksom via belastingbetaler of rechtsom via energieconsument plaatsvindt, er zullen wezenlijke veranderingen in de koopkracht van burgers optreden die het politieke draagvlak voor de miljardenbedragen kunnen aantasten. Het is een misvatting te denken dat financiering via de elektriciteitsconsument tot een stabielere basis leidt. Het succes van het Duitse model is dan ook niet zozeer in de financieringswijze (via de elektriciteitsstarieven) gelegen, maar volgens de werkgroep juist in de brede steun en commitering van voldoende middelen om de hernieuwbare stroom financieel voldoende te kunnen ondersteunen. De werkgroep is er dan ook van overtuigd dat er meer commitment moet komen vanuit de politiek aan de kosten die samenhangen met het bereiken van het lange termijn doel. Naast het benoemen van lange termijn doelen voor hernieuwbare energie, horen ook publiekscampagnes die de geesten rijp maken voor erkenning dat hier ook offers voor moeten worden gebracht en dat de windmolens en biomassacentrales niet vanzelf worden gebouwd. Maatschappelijk draagvlak voor deze offers zou permanent de aandacht moeten hebben van de politiek en overheid, waarbij investeringen nu



zich later zeker zullen laten uitbetalen in termen van een stabielere steun voor hernieuwbare energie.

Naast zekerheid van financiering heeft de werkgroep ook gekeken naar flexibiliteit en de stimulans voor besparingsmaatregelen. Uit deze beoordeling blijkt dat de werkgroep een voorkeur heeft voor een financiering via een bedrag per kWh. De argumentatie hiervoor is:

- Dit levert ook een bijdrage aan energiebesparing via verhoging van de elektriciteitsprijs.
- Dit levert meer flexibiliteit op ten aanzien van het kunnen anticiperen op onverwachte kansen bij ondersteuning van de verschillende hernieuwbare energietechnieken. De inschatting van de werkgroep is dat het lastiger is overheidsbudgetten kortstondig te verhogen dan de elektriciteitsopslag te verhogen teneinde onverwachte kansen te ondersteunen.

Tenslotte kan hier twee extra argumenten aan toe worden gevoegd:

- De financieringsbasis (aantal kilowatturen) vormt een inhoudelijke koppeling met de absolute omvang van het op te lossen probleem. De gebruiker betaalt mee aan verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening, waarbij de totale kosten worden omgeslagen op basis van de omvang van het gebruik. Hoe meer het gebruik, hoe groter het te bestrijden probleem, hoe hoger ook de bijdrage waarmee het probleem wordt bestreden.
- Een elektriciteitsprijsopslag levert een zachte landing in het geval er een Europese verplichting komt voor duurzaam (die dan ook zal leiden tot doorvertaling in de kWh-prijzen).

De werkgroep ziet de in het Energierapport 2008 genoemde mogelijkheid om de aardgasbaten te gebruiken voor de financiering van de meerkosten van hernieuwbare elektriciteit als een goede manier om *innovatie* te stimuleren. Voor *implementatie* kan het alleen een aanvulling op een gebruikersheffing vormen indien door hoge brandstof- en elektriciteitsprijzen het draagvlak voor *maximale* doorberekening van de meerkosten in de elektriciteitsprijs afwezig is. In een dergelijk *terugvalscenario* heeft deze financieringsoptie de voorkeur boven de financiering op begrotingsbasis. Door dan bijvoorbeeld te kiezen voor een mix van aardgasbaten en gebruikersheffingen kunnen de koopkrachteffecten (€ 200 à € 300 per huishouden) van hernieuwbaar energiebeleid verzacht worden.

De werkgroep is tenslotte van mening dat een gebruikersheffing gebaseerd op grijze stroom niet realistisch is gezien de ervaringen met REB 36i ('buitenland lek'). Alléén grijze stroom als financieringsbasis zou tot onverwachte switches kunnen leiden die de financieringsbasis instabiel zou kunnen maken. Het gaat in principe om een zo breed mogelijke financieringsbasis om de transitie naar een duurzame elektriciteitsvoorziening te financieren.





## 6 Naar een visie

### 6.1 Inleiding

In dit hoofdstuk komen we op basis van een synthese van de deelanalyses (6.2) van beleidsinstrumenten tot een visie. De routeplan bevat stappen voor de korte (6.3.1) en lange termijn (6.3.2)

### 6.2 Synthese

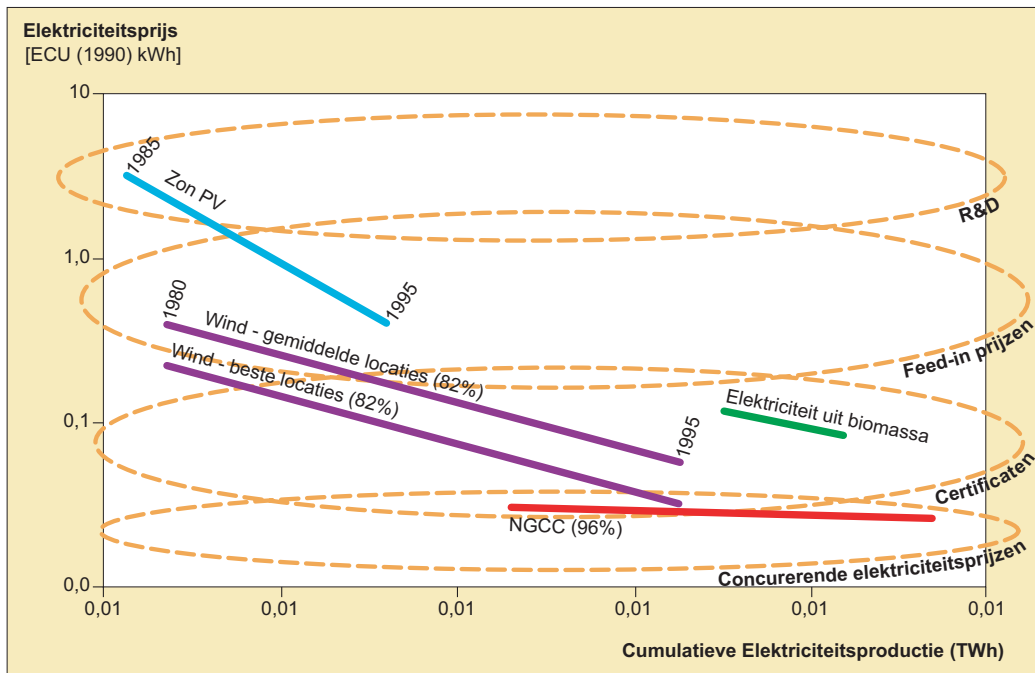
De werkgroep benadrukt dat de verschillende ontwikkelingsstadia van hernieuwbare elektriciteit verschillende beleidsbenaderingen vereisen. Er is sprake van een *voortdurende ontwikkeling* van prille technische oplossingen (voorbereidingsfase) tot volwassen marktrijpe duurzame technieken (nichemarkt), die echter nog niet volledig de concurrentie met 'grijze' stroom aankunnen. Om in elk van deze fase de leercurve zo snel mogelijk te doorlopen, dienen de beleidsinterventies en instrumenten zo goed mogelijk aan te sluiten bij de specifieke technische fase. Iedere fase vereist een eigen beleidsinstrumentarium.

Een technologie doorloopt fasegewijs alle verschillende stimuleringsregimes heeft, afhankelijk van de technologische fase waarin deze verkeert.

- **R&D-stimulering** wordt langzaam afgebouwd naarmate de technologie rijp is voor marktintroductie.
- **Techniekgedifferentieerde feed-in tarieven** zorgen voor concurrentie binnen een bepaalde technologische optie (bijvoorbeeld wind versus wind), maar nog niet tussen technologische opties. Naarmate een technologie meer marktrijp is, kunnen de *specifieke* feed-in tarieven afgebouwd worden.
- Alle hernieuwbare technieken vallen uiteindelijk in een regime van één **generieke verplichting** waarmee een afgeschermd markt voor hernieuwbaar wordt gecreëerd. In deze afgeschermd markt moeten de verschillende hernieuwbare technologieën nu ook met elkaar concurreren om het benodigd totaalvolume in te vullen, nog wel afgeschermd van de 'conventionele stroommarkt'.

In Figuur 8 geven we een illustratief overzicht van de verschillende technieken, onderscheiden naar specifieke positie op de leercurve.

Figuur 8 Positie op de leercurve en lijk stimuleringsregime



Bron: Midttun en Gautesen, 2006.

Daar waar er op het eerste gezicht grote verschillen lijken te bestaan tussen 'concurrerende' stimuleringsystemen als feed-in vergoedingen en een verplicht aandeel hernieuwbaar, liggen de twee systemen nu in elkaars verlengde. Elk systeem sluit optimaal aan bij de betreffende ontwikkelingsfase.

De teruglopende feed-in vergoedingen zorgen ervoor dat wind-, biomassa- en zontechnieken binnen de eigen afgeschermd 'niche' ontwikkeld worden door opschaling en kostenreductie. Echter door deze afgeschermd 'niches' ontbreken concurrentieprikkels tussen technieken onderling en kan er zekere neiging tot 'laksheid' ontstaan door de wetenschap toch wel verzekerd te zijn van de subsidies tot 'in lengte van jaren'. De marktprikkel om 'het beste product te kunnen leveren tegen de laagste prijs' ontbreekt in deze kunstmatige, door subsidies gecreëerde markt. Het risico bestaat dat de technieken te lang uit de wind worden gehouden en zodoende niet of onvoldoende aansluiting vinden bij de conventionele opwekkingstechnieken.

Op een certificatenmarkt met verplichting wordt deze vorm van dynamische competitie juist gestimuleerd door de ook technieken onderling te laten concurreren in plaats van alleen binnen één techniek (feed-in). Voorwaarde hiertoe is dat voldoende ondernemerservaring is opgedaan en de betreffende hernieuwbare technieken die onder de verplichting vallen in de buurt liggen qua prijsniveau. De concurrentie tussen technieken onderling kan onder de juiste randwoorden net het laatste duwtje geven om de het laatste stuk prijsverschil met conventionele opwekkingstechnieken te overbruggen.



De werkgroep is van mening dat een dergelijke benadering alleen zinvol is indien deze Europees wordt vormgegeven. Immers de markt voor groencertificaten wordt als te gering gezien, evenals het aantal spelers, waardoor risico bestaat op het onvoldoende functioneren van de certificatenmarkt. Er is een niet gering risico op marktfalen waardoor bijvoorbeeld overwinsten kunnen ontstaan zonder dat hier additionele vermogensuitbreiding tegenover staat.

Kernvraag is wanneer de groencertificatenmarkt rijp is voor de overgang van feed-in naar verplichtingen en welke technieken hiervoor in aanmerking komen. De werkgroep heeft hier geen eenduidig antwoord op kunnen geven; daarvoor is op dit moment (de studie van het CPB dient nog uit te komen) de kennis onvolledig. Vermoedelijk zal tussen 2015 en 2020 een verplichting Europees ingevoerd kunnen worden indien Nederland met andere landen overeenstemming kan vinden om de nationale groencertificatenmarkten te integreren en tot een gezamenlijke uitgewerkt verplichtingensysteem te komen. Macroeconomisch is een dergelijke transfer efficiënt. Er zijn echter belangrijke struikelblokken om 'steungelden' van het ene land naar het andere land te laten vloeien. Het zal niet de eerste keer zijn dat een voorgenomen samenwerking strandt op politieke onwil.

## **6.3 Visie**

Voor het creëren van een markt voor groene stroom is een lange adem nodig. Zeker tot pakweg 2015 zijn feed-in premies door middel van voortzetting nodig voor de beoogde productiegroei van groene elektriciteit. Na deze periode acht de werkgroep de tijd rijp om een Europese verplichting in te voeren. Een Europese verplichting biedt enerzijds goedkope alternatieven voor de dure Nederlandse groene stroomproductie. Anderzijds kunnen zo grote volumes worden gerealiseerd zonder ingewikkelde subsidiestructuren die onnodige politiek interventie uitlokken en daarbij gebruikmakend van competitieve marktkrachten die concurrentie tussen technieken onderling stimuleren. Hieraan worden door de werkgroep harde randvoorwaarden verbonden.

### **6.3.1 Korte termijn**

De werkgroep zet in op voortzetting van de huidige SDE-regeling met feed-in premies die afhankelijk zijn van de onrendabele top per techniek. Belangrijkste aanbeveling is om draagvlak te verwerven en waarborgen voor het benodigd bedrag van 2 miljard Euro. voor de groei van hernieuwbare elektriciteit tot 2020. De crux is in de eerste plaats dat het bedrag beschikbaar komt voor hernieuwbare energie. De werkgroep pleit er vervolgens voor op korte termijn voorbereidingen te treffen om een SDE-toeslag op de elektriciteitsprijzen in te voeren voor minimaal een deel van de totale meerkosten. Indien nodig kunnen grootverbruikende industrie met een internationale marktpositie hiervoor worden uitgezonderd op basis van criteria die door de Europese Commissie worden voorgesteld om bedrijven uit te zonderen van het veilen van emissierechten. De belangrijkste argumenten hiervoor zijn de extra stimulans tot energiebesparing en de 'zachte landing' voor de consument die hiermee wordt voorbereid indien

Europees een verplichting daadwerkelijk van de grond zou komen. Consumenten kunnen zo langzaam eraan gewend raken dat aan het gebruik van groene stroom een reëel prijskaartje hangt, zonder dat meteen de het volledige bedrag betaald dient te worden. Betalen voor producten hoort bij een volwassen markt.

De werkgroep stelt bovendien op korte termijn voor kapitaalextensieve biomassa (meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales) een tender te introduceren. De SDE biedt ruimte om de subsidiepremie per kWh te tenderen in plaats van te vertrekken op basis van 'first come, first serve'. Om scherpe fluctuaties in de inzet van biomassa te vermijden, wordt deze premie voor enkele tot meerdere jaren aanbesteed afhankelijk van de soort biomassa. De feed-in premies worden achteraf gecorrigeerd voor de prijsontwikkeling van de fossiele (primaire) brandstof en biomassaprijs, zodat alleen de daadwerkelijke meerkosten inclusief een marge vergoed worden aan de exploitant. Naar verwachting van de werkgroep zullen er binnenkort, met het volwassen worden van de biomassamarkten, betrouwbare prijsindices beschikbaar komen die inzicht geven in de prijsontwikkelingen van biomassaströmen.

### 6.3.2 Lange termijn

Voor de lange termijn (vanaf 2015) pleit de werkgroep voor de invoering van een EU-verplichting in een koplopergroep (o.a. Verenigd Koninkrijk, Polen, Zweden en België). Dit betreft een jaarlijks oplopend verplicht aandeel hernieuwbaar die bij leveranciers van elektriciteit wordt neergelegd. De leveranciers kunnen door zelf in hernieuwbare elektriciteit te investeren of deze in te kopen met binnenlandse of buitenlandse groencertificaten aan de verplichting voldoen. Naar verwachting komen hiervoor de technieken windenergie en biomassa het eerste in aanmerking om onder een verplichting opgenomen te worden.

De belangrijkste argumenten om te kiezen voor een Europese verplichting zijn:

- Een verplichting kent goede garanties op het bereiken van de doelstelling in tegenstelling tot de SDE-regeling waar deze invloed afwezig is. Onder voorwaarde van een realistische verplichting en boete kan bij een verplichtingensysteem met grote zekerheid worden gezegd hoeveel productie van hernieuwbare elektriciteit gehaald wordt.
- Ten tweede kan Nederland met een relatief hoog prijsniveau voor hernieuwbare elektriciteit profiteren van goedkopere inkoop van buitenlandse groene stroom. Dit kan kostenvoordelen opleveren oplopend tot 20% van de eerdergenoemde 2 miljard Euro.
- Tenslotte kan dynamische concurrentie tussen technieken onderling het laatste, beslissende duwtje geven op weg naar zelfstandige concurrentie met grijze stroom.

Indien een Europese verplichting werkelijkheid wordt, dient ervoor te worden gezorgd dat veelbelovende technieken zoals zon-pv, blauwe elektriciteit, zonnecentrales, onder een verplichting niet het onderspit delven. Daarom blijven aanvullende feed-in tarieven voor duurzame technieken gedurende langere tijd noodzakelijk (minimaal tot 2020). In die zin kan gesproken worden van een *hybride systeem*, waarbij feed-in vergoedingen en groencertificaten samen



verantwoordelijk zijn voor een voldoende vergoeding van de onrendabele top van hernieuwbare technieken.

De werkgroep adviseert daarbij om één verplicht aandeel hernieuwbaar te introduceren resulterend in een basiscertificaatprijs, waarbij verdere differentiatie kan worden aangebracht door middel van verschillende feed-in vergoedingen voor specifieke technieken. De combinatie met feed-in premies voor duurere technieken zorgt ervoor dat de totale kosten van de verplichting en de windfall profits voor producenten beheersbaar blijven<sup>22</sup>.

### **Randvoorwaarden verplichting**

Een harde randvoorwaarde voor een verplichtingensysteem is een goed werkend systeem van groencertificaten tussen de deelnemende landen, zodat de goedkoopste locaties en technieken kunnen worden gebruikt. Tevens zullen deelnemende landen voldoende mate van afstemming van het randvoorwaardenbeleid moeten hebben om te voorkomen dat onnodig steungeld over de grens verdwijnt. Daarnaast moeten vergunningprocedures voor nieuw duurzaam productievermogen geen bottleneck meer vormen. Tenslotte dient markttoezicht te voorkomen dat machtsposities ontstaan, bijvoorbeeld voor energiebedrijven met eigen productievermogen ten opzichte van energiebedrijven die hier niet over beschikken. Alleen onder die *harde* condities kan een verplichting een reële mogelijkheid vormen. Als niet aan deze condities wordt voldaan, dient de verbeterde SDE voortgezet te worden tot hernieuwbare elektriciteit kan concurreren met grijze stroom onder Europese emissiehandel.

Een invoering vóór 2015 wordt niet haalbaar geacht, vanwege de benodigde tijd voor besluitvorming in EU-verband en de tijd die nodig is voor deelnemende bedrijven om in een gelijke positie te komen om de verplichting te realiseren.

### **Vorbereidingsstappen**

Een verplichtingensstelsel blijkt een complex instrument dat alleen goed kan functioneren bij een zorgvuldig ontwerp. De hoogte van de verplichting moet zowel haalbaar als ambitieus zijn. Wanneer de verplichting niet haalbaar is, dan zullen de leveranciers hun uitweg zoeken door de boete te betalen. Het gevolg is dat de consumenten te maken krijgen met hoge elektriciteitsprijzen, terwijl het aandeel hernieuwbaar in de mix nauwelijks toeneemt. Is de hoogte van de verplichtingen daarentegen niet ambitieus genoeg, dan ontstaat er geen redelijke prijs voor certificaten waardoor er geen solide handel in certificaten van de grond komt. Een verplichting voor energieleveranciers kan alleen effectief en efficiënt werken, indien de certificaten verhandelbaar zijn en deze certificatenmarkt een minimale omvang kent.

---

<sup>22</sup> In een verplichting wordt de certificaatprijs door de duurste techniek bepaald om aan de doelstelling te voldoen.

De stappen ten behoeve van zorgvuldige voorbereiding van de markt betreffen:

- 1 Vaststellen van een minimale marktomvang voor een efficiënte en goed werkende certificatenmarkt.
- 2 Overeenstemming bereiken in koploperlanden over de wenselijkheid van dit systeem en de organisatie er van; met die verkenningen kan per direct worden begonnen.
- 3 Goed zicht verkrijgen op het aanbod van duurzame elektriciteit in die groep landen ten opzichte van de totale doelstelling in de groep, teneinde zeker te zijn dat er een voldoende liquide markt mogelijk is voor grensoverschrijdende handel.
- 4 Het maken van afspraken om te komen tot een 'level playing field', te weten een vergelijkbaar flankerend stimuleringsbeleid voor hernieuwbare energie:
  - a De hoogte van boetes.
  - b De hoogte van de feed-in tarieven en de geleidelijke afbouw daarvan.
  - c Vergelijkbare toerekening van Infrastructuurkosten en vergelijkbare prioritering van duurzame energie op de verschillende nationale netten.
  - d Afstemmen van het vergunningenbeleid.

Voor dit stappenplan geldt dat nu een begin zal moeten worden gemaakt om naar verwachting tegen 2015 met een verplichting te kunnen aanvangen.



## Literatuur

### **ECN, 2003**

M.A. Uyterlinde, B.W. Daniels, M. de Noord, et. al.  
Renewable electricity market developments in the European Union : final report of the Admire Rebus project  
Petten : ECN, 2003

### **ECN, 2005**

N.H. van der Linden, M.A. Uyterlinde, et al.  
Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms  
Petten : ECN, 2005

### **ECN, 2006**

X. van Tilburg, J.C. Jansen, M.A. Uyterlinde, S.M. Lensink  
Verplichting voor duurzame energie in Nederland, verkenning van mogelijkheden en randvoorwaarden  
Petten : ECN, 2006

### **Library House, 2007**

Cleantech goes mainstream  
Cambridge : Library House, 2007

### **Midttun, 2007**

Atle Midttun, Kristian Gautesen  
Feed in or certificates, competition or complementarity? : Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry  
In : Energy policy , vol. 35, no. 3 (2007), p. 1419-1422

### **MNP, 2008**

J.G.J. Olivier, E. Tuinstra, H.E. Elzenga, R.A. van den Wijngaart P.R. Bosch, B. Eickhout, M. Visser  
Consequences of the European Policy Package on Climate and Energy, Initial assessment of the consequences for the Netherlands and other Member States, Bolthoven : MNP, 2008

### **Transitieplatform duurzame elektriciteitsvoorziening, 2008**

Naar een duurzame elektriciteitsvoorziening : de visie  
S.I. : SenterNovem, 2007  
<http://www.senternovem.nl/energietransitiedev/documentatie/index.asp>