

DE BIJDRAGE VAN  
DUURZAME ENERGIE  
IN NEDERLAND TOT 2020

J.R. Ybema  
P. Kroon  
T.J. de Lange  
G.J. Ruijg

## Abstract

The Dutch Government aims to increase the contribution of renewable energy from a current share of slightly more than 1% of total energy use to 10% by the year 2020. To achieve this ambitious target several policy measures have already been implemented. Currently the Government wishes an updated insight if the 10% target is within reach with the existing mix of policy instruments. To provide this insight an analysis has been requested.

The present analysis of the future contribution of renewables took into account the latest developments with respect to technological innovation, cost reduction, fuel price developments and liberalisation of energy markets. This study has applied a scenario-based approach to analyse these questions. An existing energy scenario was taken for which the fossil energy price projections have been adjusted downward in accordance with recent insight. All renewable options have been analysed and for several renewable technologies new cost projections have been made based on learning curve analysis. In a scenario with a best estimate for the future cost of renewables and at a constant 15\$/bbl (30 Dutch guilder per barrel) oil price, the share of renewables reaches 3.7% of projected total energy use in 2010 and 5.4% in 2020. Relatively large contributions are projected for wind energy, waste and biomass and import of renewable energy.

A second request of the Government was to give insight in the approximate additional societal cost to achieve 10% renewable energy. The societal cost of renewables' contribution in the 'best guess' is estimated at 1.2 billion guilders in the year 2020. A mix of policy measures to reach the 10% renewables target in 2020, mainly consisting of more financial incentives, will result in societal cost amounting to 2.5 billion guilders in 2020. Thus, the additional societal cost to meet the 10% target will amount to approximately 1.3 billion guilders in the year 2020.

## Verantwoording

Deze rapportage komt voort uit het project 'De rol van duurzame energie in 2020' en is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken onder ECN-projectnummer 7.7200.

## INHOUD

1. INLEIDING	6
1.1 Aanleiding	6
1.2 Doelstelling en subvragen	6
1.3 Leeswijzer	7
2. INLEIDING DUURZAME ENERGIE EN TOEGEPASTE METHODE	8
2.1 Berekeningswijze duurzame energie	8
2.2 Methode van inschatting toekomstige bijdrage duurzame energie	9
2.2.1 Korte en lange termijn	9
2.2.2 Bouwstenen van de modelaanpak	9
2.3 Ontwikkelingsfasen van duurzame energieopties	12
2.3.1 Methode van kostenschatting voor duurzame energieopties	13
2.3.2 Voorbeeld toepassing van de leercurve: windturbines op land	14
2.4 Gevolgde aanpak omtrent import van duurzame elektriciteit	16
3. ONTWIKKELING VAN DE BIJDRAGE VAN DUURZAME ENERGIE VAN 1990 TOT 2000	17
3.1 Doelstellingen voor 2000 en methode voor bepalen van de bijdrage van duurzame energie in 2000	17
3.2 Totale bijdrage duurzame energie in 2000	17
3.3 Bijdrage per energiebron	18
3.4 Conclusies duurzame energie voor het jaar 2000	19
4. SCENARIO, ENERGIEPRIJZEN EN BELEIDSINSTRUMENTEN	20
4.1 Scenariokeuze en energieprijzen	20
4.2 Beleidsinstrumenten duurzame energie	21
4.3 Tijdelijke regelingen	25
5. ROL EN OPSTELLING VAN ACTOREN	27
5.1 Overzicht van actoren	27
5.2 Energiedistributiebedrijven	27
5.3 Energieproductiebedrijven	29
5.4 Huishoudens: particuliere investeerders en consumenten	29
5.5 Bedrijven	30
5.6 Utiliteitssector en glastuinbouw	30
5.7 Overheid (nationaal, Europees, provinciaal en gemeentes)	31
6. BEREKENINGSRESULTATEN VOOR DUURZAME ENERGIE TOT 2020	32
6.1 Resultaten op hoofdlijnen	32
6.2 Vergelijking met resultaten eerdere berekeningen	34
6.3 Resultaten voor afzonderlijke duurzame energieopties	36
6.4 Kosten duurzame energie en kosten voor de overheid	39
6.5 Gevoeligheidsanalyse met beperkte REB-vrijstelling voor Groene Stroom	40

7. SCENARIOVARIANT OM 10% DUURZAAM TE HALEN	43
7.1 Inleiding	43
7.2 Beleidspakket voor 10% duurzame energie via financiële stimulering	44
7.3 Resultaten van het extra beleidspakket	45
7.4 Schatting van de kosten van 5% duurzame energie in 2010	47
7.5 Vertaling van de resultaten naar het GC-scenario	47
8. KANTTEKENINGEN BIJ ANALYSERESULTATEN	49
9. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	51
BIJLAGE A RESULTATEN VOOR DUURZAME ENERGIEOPTIES IN HET JAAR 2000	53
BIJLAGE B VERWACHTINGEN OMTRENT KOSTEN, POTENTIEEL EN PERFORMANCE VAN DUURZAME ENERGIE OPTIES	58
BIJLAGE C FACTORKOSTEN DUURZAME ELEKTRICITEITSOPTIES	86
BIJLAGE D AFKORTINGENLIJST	88
REFERENTIES	90

## SAMENVATTING

Het Ministerie van Economische Zaken wil weten welke bijdrage duurzame energie in de toekomst zal geven volgens de meest recente inzichten en heeft het ECN gevraagd:

1. Een inschatting te geven van de bijdrage van duurzame energie in 2000, 2010 en 2020 bij ongewijzigd beleid van de Nederlandse overheid. De inschatting maakt onderscheid tussen de verschillende vormen van duurzame energie.
2. Berekening van de meerkosten van een intensivering van het duurzame energiebeleid om 10% duurzame energie in 2020 te bereiken.

Bij de inschatting is ECN uitgegaan van recente inzichten omtrent kosten, rendementen en potentiële van duurzame energieopties. Ook is er rekening gehouden met de effecten van liberalisering van energiemarkten. De inschatting van ECN komt uit op een aandeel van duurzame energie in het totaal energieverbruik binnenland (TVB) dat groeit naar 1,3% in 2000, 3,7% in 2010 en 5,4% in 2020. Hierbij moet een aantal zaken in het achterhoofd worden gehouden:

- Het aandeel duurzame energie is berekend volgens de nieuwe berekeningswijze. Deze nieuwe berekeningswijze is recent in overleg tussen overheid en energiebedrijven tot stand gekomen. Verschillen met de oude berekeningswijze, welke eerder voor de Derde Energiënota en het Actieprogramma Duurzame Energie werd gebruikt, betreffen het niet of minder meetellen van industriële warmtepompen en energie uit afvalverbrandingsinstallaties en het hanteren van andere referentierendementen. De nieuwe berekeningswijze komt uit op een kleiner aandeel duurzaam dan de oude berekeningswijze. Volgens de oude berekeningswijze groeit het aandeel duurzaam naar 1,7% in 2000, 5,0% in 2010 en 7,0% in 2020.
- De inschatting heeft een forse onzekerheidsrange als gevolg van o.a. onzekerheid in kostenontwikkeling van duurzame energieopties en prijzen van fossiele energie.
- Het aandeel van duurzame energie is berekend ten opzichte van energieverbruik dat tot 2020 stijgt met ongeveer 25%.
- De gemaakte inschatting gaat uit van het bestaande overheidsbeleid maar neemt al wel een voorschot op de voorgenomen forse verhoging van de REB. Daarbij is uitgegaan van een handhaving van de REB-vrijstelling voor afnemers van Groene Stroom.
- Omdat de analyse uitgaat van het bestaande beleid is verondersteld dat er geen verplichting voor afnemers komt om een minimum hoeveelheid duurzame energie af te nemen en dat er geen internationale handel in groencertificaten komt.

De inschatting wijst erop dat de doelstellingen voor duurzame energie (3% in 2000 en 10% in 2020) bij ongewijzigd beleid niet worden gehaald. De berekende bijdrage van duurzame energie is wel hoger dan eerdere inschattingen welke uitgevoerd zijn voor de Lange Termijnverkenningen 1995-2020. De belangrijkste reden hiervan is dat deze studie een forse verhoging van de REB heeft meegenomen die leidt tot een hogere rentabiliteit voor het investeren in duurzame energie.

De grootste bijdrages worden verwacht van de opties windenergie, afval en biomassa en import van duurzaam geproduceerde elektriciteit. Tot 2010 geeft afval en biomassa de grootste bijdrage. Na 2010 is windenergie de grootste duurzame energieoptie. De bijdrages van warmtepompen en zon-PV zijn kleiner maar niettemin significant

Indien het beleid wordt aangescherpt, bijvoorbeeld middels uitbreiding van de financiële stimulering, kan de 10% duurzame energie doelstelling in 2020 gerealiseerd worden (op basis van de oude berekeningswijze voor duurzame energie). De jaarlijkse factor meerkosten van 10% duurzame energie bedragen 2,5 miljard of 3,8 miljard gulden in 2020 afhankelijk of voor berekening van de kosten een maatschappelijke rentevoet (5%) dan wel een commerciële rentevoet (11,6%) wordt gehanteerd.

# 1. INLEIDING

## 1.1 Aanleiding

In het najaar van 1999 zal het Energierapport uitkomen. Dit is een vierjaarlijks uit te brengen strategisch document waarin de gevolgen van beleidslijnen vanuit een analyse van recente ontwikkelingen doorgetrokken worden naar de toekomst. Het Energierapport wordt opgesteld rond de onderwerpen marktwerking, voorzieningszekerheid, energiebesparing en duurzame energie.

Ten aanzien van duurzame energie heeft de overheid ambitieuze doelstellingen geformuleerd in de Derde Energienota. In het Energierapport zal worden aangegeven wat tot nu toe is bereikt. In het Energierapport worden ook verwachtingen uitgesproken over realisatie van de doelstelling van 10% duurzame energie in 2020 met het huidige beleidsinstrumentarium.

Er zijn eerdere schattingen gemaakt van de rol van duurzame energie in 2020. Eén van de recente inschattingen wordt gedaan in de Nationale Energie Verkenningen 1995-2020 (Kroon, 1998a), de inschatting hierin komt bij een drietal scenario's zonder aanvullend beleid tot een aandeel van duurzame energie rond de 5% van het totaal verbruik binnenland (TVB). Er zijn nieuwe ontwikkelingen en nieuwe inzichten die het opportuun maken om een hernieuwde inschatting te maken van de toekomstige rol van duurzame energie. Een vernieuwde verkenning zal rekening moeten houden met de volgende overwegingen:

- De realisatie van de doelstelling voor duurzame energie zal moeten plaatsvinden in een energiemarkt waarin de spelers meer vrijheidsgraden krijgen, waarin nieuwe spelers belangrijker worden en waarin de concurrentie toeneemt (met mogelijke een lagere prijs voor o.a. elektriciteit).
- De nieuwe marktsituatie zal tot gevolg hebben dat andere eisen aan de rentabiliteit zullen worden gesteld en dat de maatschappelijke nutstaak van energiebedrijven zal verminderen.
- Nieuw beleid (zoals de verhoging van de Regulerende energiebelasting (REB) en de vrijstelling van REB voor afnemers van groene stroom) of uitgewerkte verwachtingen hieromtrent, beïnvloedt de rentabiliteit van duurzame energie.
- Ook in andere Europese landen vinden belangrijke ontwikkelingen plaats ten aanzien van duurzame energie.
- Nieuwe inzichten met betrekking tot vooruitgang in kosten, performance en potentieel van duurzame energie technieken/bronnen bijvoorbeeld bij wind op zee en biomassa, leiden tot bijstelling van verwachtingen. Onzekerheden omtrent de toekomstige ontwikkeling blijven overigens bestaan.

## 1.2 Doelstelling en subvragen

De doelstellingen van deze studie zijn:

- Een inschatting te geven van de rol van duurzame energie in 2000, 2010 en 2020 bij ongewijzigd beleid. De inschatting maakt onderscheid tussen de verschillende vormen van duurzame energie.
- Het op basis van de verwachte kosten van duurzame energie respectievelijk fossiele energie, berekenen van de kosten van een intensivering van het duurzame energiebeleid dat nodig is om 10% duurzame energie in 2020 te bereiken.

De bijdrages van duurzame energie zijn in deze studie gebaseerd op modelanalyses waarin beslissingen over duurzame energie gesimuleerd worden aan de hand van bedrijfseconomische criteria en rekening houdend met onder andere de invloed van beleidsinstrumenten en grenzen aan potentiële voor soorten duurzame energie.

In overleg met de opdrachtgever is afgesproken dat ‘ongewijzigd beleid’ onder meer betekent dat het verplicht stellen van een minimum aandeel duurzame energie bij energiegebruikers niet is meegenomen aangezien hiertoe niet is besloten. Ook is er van uitgegaan dat geen systeem van internationaal verhandelbare groencertificaten tot stand komt. Een dergelijk systeem vereist immers ook dat er een beleidswijziging optreedt. De in het regeerakkoord van Paars-II afgesproken verhoging van de Regulerende Energiebelasting is wel meegenomen.

Bedacht moet worden dat deze studie niet als doel heeft te bepalen wat een optimale mix van beleidsinstrumenten is om de 10% doelstelling voor duurzame energie in 2020 te bereiken, maar zich beperkt tot het aangeven waar het bestaande beleid toe zal leiden.

### 1.3 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 van dit rapport geeft aan wat de gevolgde aanpak van deze studie is. Dit hoofdstuk geeft o.a. aan welke duurzame energie opties zijn beschouwd, hoe import van duurzame energie is meegenomen en welke aanpak is gevolgd om tot kostenschattingen te komen. Daarnaast gaat hoofdstuk 2 in op de oude en nieuwe berekeningswijze van duurzame energie. Hoofdstuk 3 geeft een inschatting van de rol van duurzame energie voor het jaar 2000; deze inschatting is gemaakt op basis van een extrapolatie van huidige trends en het meenemen van concrete plannen. In Hoofdstuk 4 wordt kort stil gestaan bij de scenario-uitgangspunten en wordt ingegaan op het beleidsinstrumentarium dat is meegenomen. Verschillende actoren zullen een rol spelen bij de implementatie van duurzame energie, in Hoofdstuk 5 wordt ingegaan op de rol van deze actoren. In Hoofdstuk 6 worden resultaten voor duurzame energieopties gegeven voor de jaren 2010 en 2020. In Hoofdstuk 7 worden de factorkosten berekend om de 10% duurzame energie doelstelling in 2020 te realiseren. Een aantal kanttekeningen bij de analyse wordt geplaatst in Hoofdstuk 8. Het rapport sluit af met een aantal conclusies in Hoofdstuk 9. Bijlage A geeft resultaten voor duurzame energieopties in het jaar 2000. Bijlage B geeft een overzicht van de aannames per duurzame energieoptie. Bijlage C geeft het verschil in kosten elektriciteit uit duurzame opties en conventionele opties en Bijlage D geeft de betekenis van gebruikte afkortingen.

## 2. INLEIDING DUURZAME ENERGIE EN TOEGEPASTE METHODE

### 2.1 Berekeningswijze duurzame energie

Hieronder volgt een overzicht van de duurzame energieopties die voor Nederland van belang zijn tot het jaar 2020. De gehanteerde uitgangspunten voor deze opties zijn uitgebreid beschreven in Bijlage B.

- windenergie (op land en op zee, inclusief import),
- fotovoltaïsche zonne-energie (zon-PV),
- thermische zonne-energie (o.a. zonne-boilers en passief zon),
- waterkracht (in Nederland en geïmporteerd vanuit het buitenland),
- biomassa en afval (ook import),
- aardwarmte,
- warmtepompen (in huishoudens, utiliteit en land- en tuinbouw),
- energieopslag.

Andere mogelijke opties van duurzame energie, zoals getijde-energie en golf-energie zijn niet beschouwd in verband met de ongunstige verwachtingen voor het potentieel, kosten en/of te grote onzekerheden om een zinvolle analyse uit te voeren.

Als maat voor de hoeveelheid duurzame energie *in Nederland* wordt het verbruik van duurzame energie in Nederland genomen. Deze hoeveelheid is gelijk aan de productie van duurzame energie in Nederland plus import minus de export van duurzame energie.

De Derde Energienota ging uit van een (oude) berekeningswijze voor duurzame energie welke enige verschillen vertoont met een nieuw ontwikkelde berekeningswijze. Deze nieuwe berekeningswijze is recent in overleg tussen overheid en energiebedrijven tot stand is gekomen en is vastgelegd in het Protocol Monitoring Duurzame Energie (Novem, 1998). Zowel de oude berekeningswijze als de nieuwe berekeningswijze berekenen de bijdrage van duurzame energie door de uitgespaarde fossiele energie te bepalen. Op hoofdlijnen komt de berekeningswijze van dit Protocol overeen met de manier waarop de bijdrage van duurzame energie is berekend in de Derde Energienota; echter op basis van nieuwe inzichten zijn een aantal verschillen aangebracht. De belangrijkste verschillen betreffen:

1. Warmtepompen in de industrie zijn in het Protocol niet als duurzame optie meegenomen omdat deze industriële warmtepompen afvalwarmte benutten, welke in eerste instantie met fossiele energiedragers is opgewekt.
2. De bijdrage van afvalverbrandingsinstallaties aan de opwekking van warmte en elektriciteit wordt in het Protocol maar voor een deel (50%) aan duurzame energie toegerekend aangezien uitsluitend de bijdrage van niet-fossiele biogene afvalstoffen als hernieuwbare energie wordt beschouwd.



3. Het referentierendement van elektriciteitsopwekking, om de uitgespaarde fossiele energie te berekenen, is tijdsafhankelijk gemaakt en is berekend op exergiebasis. Zo is voor 2000, 2010 en 2020 gerekend met elektrisch referentierendement van respectievelijk 46,5%, 49% en 51%<sup>1,2</sup>. Bij de oude berekeningswijze werd voor alle jaren een 45% rendement genomen.

De verschillen leiden tot een toekomstige bijdrage van duurzame energie die 1 tot 2 procentpunten lager is op basis van de nieuwe berekeningswijze dan op basis van de oude berekeningswijze. In deze studie zal de toekomstige bijdrage van duurzame energie steeds volgens beide berekeningswijzen worden weergegeven.

## 2.2 Methode van inschatting toekomstige bijdrage duurzame energie

### 2.2.1 Korte en lange termijn

Voor het bepalen van de rol van duurzame energie in de komende paar jaren (tot het jaar 2000) en de lange termijn (2010 en 2020) wordt een verschillende aanpak gevolgd.

1. Voor het jaar 2000 is een inschatting gemaakt op basis van een extrapolatie van trends.
2. Voor 2010 en 2020 zijn de inschattingen gebaseerd op scenarioberekeningen.

Onderstaande toelichting van de aanpak is alleen van toepassing op de inschattingen voor de lange termijn.

#### *Rekening houden met onzekerheden*

Omdat er onzekerheden zijn met betrekking tot de kostenontwikkeling en de potentiële bijdrage van duurzame energieopties wordt met marges gewerkt. De range tussen de lage en de hoge schatting moet worden gezien als het kansinterval waar binnen de rol van de duurzame energieoptie zich met een kans van 80% zal bevinden<sup>3</sup>. Overigens wordt bij het berekenen van de range voor duurzame energie ook rekening gehouden met onzekerheden in de prijzen van fossiele energiedragers. Daarbij is gezocht naar extremen: een lage fossiele energieprijs wordt gekoppeld aan hoge kosten voor duurzame energie en een hoge fossiele energieprijs wordt gekoppeld aan lage kosten voor duurzame energie.

### 2.2.2 Bouwstenen van de modelaanpak

De toekomstige bijdrage van duurzame energie is ingeschat middels scenarioberekeningen waarbij het nemen van beslissingen door verschillende actoren/marktpartijen omtrent duurzame energie is gesimuleerd.

---

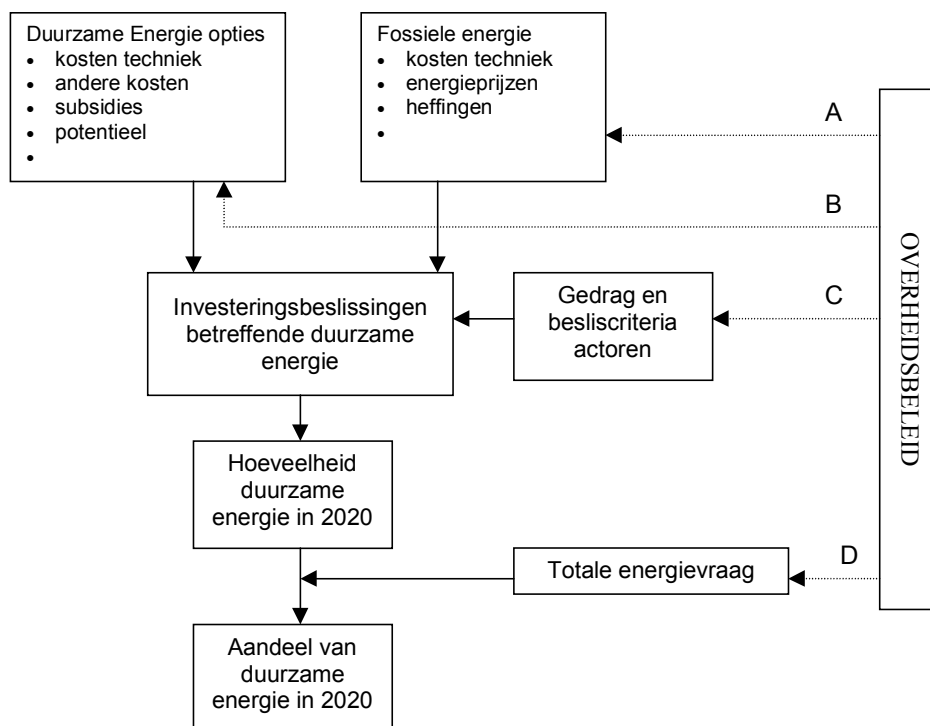
<sup>1</sup> Dit is het verwachte *gemiddelde* rendement van elektriciteitsopwekking. Het gemiddelde rendement is berekend op basis van het European Co-ordination scenario van de Nationale Energieverkenningen (Kroon, 1998a) dat voor deze studie als achtergrondscenario is gebruikt.

<sup>2</sup> Deze studie wijkt hier af van de precieze suggesties in het Protocol Monitoring Duurzame Energie met betrekking tot het toekomstige referentierendement voor elektriciteit. Het protocol suggereert een referentierendement voor de toekomst op basis van een aantal ruwe aannames omtrent concurrerende fossiel gestookte installaties. Voor 2010 en 2020 worden referentierendementen van respectievelijk 55% en 61% gesuggereerd. De onderhavige studie gebruikt echter een achtergrondscenario waarvoor precies bekend is wat het gemiddeld rendement is van elektriciteitsopwekking. Het wordt meer consistent bevonden om voor deze studie ook dit rendement te hanteren om de bijdrage van duurzame energie te berekenen. Dit verschil in uitgangspunt heeft overigens gevolgen voor de uitkomsten; de uitgespaarde fossiele energie van duurzame elektriciteit is uitgaande van de referentierendementen van het Protocol Monitoring Duurzame Energie 7% lager in 2010 en 16% lager in 2020.

<sup>3</sup> Opgemerkt wordt dat het hier een subjectieve kansinschatting betreft en geen berekende frequentistische kansinschatting.

Voor deze simulatieberekeningen zijn vier soorten van informatie van belang (zie ook Figuur 2.1):

1. *Informatie over duurzame energieopties.* Het betreft hier o.a. investeringskosten, het maximale potentieel en opbrengsten en hoe deze in de loop van de tijd zullen ontwikkelen. In Paragraaf 2.3 is aangegeven hoe de kosteninschattingen zijn gemaakt. In Bijlage B is aangegeven met welke uitgangspunten per duurzame energieoptie is gerekend.
2. *Informatie over fossiele energieopties.* Duurzame energieopties concurreren met andere energiebronnen en andere energietechnieken. Daarbij gaat het vooral om fossiele alternatieven. De prijzen voor gas, kolen, olieproducten en elektriciteit zijn vooral van belang bij de afweging tussen duurzame energie en alternatieven. De prijzen voor eindverbruikers worden doorgaans bepaald door de internationale energieprijzen, distributiekosten en door overheden bepaalde heffingen en subsidies. Voor de gegevens over fossiele energietechnieken is aangesloten bij informatie die bij het ECN is gebruikt voor eerdere scenarioberekeningen in het kader van de Nationale Energie Verkenningen (NEV). De energieprijspaden zijn aangepast ten opzichte van de NEV (zie Hoofdstuk 4).
3. *Informatie over opstelling en gedrag van actoren* die beslissingen nemen omtrent duurzame energie. Besliscriteria die marktpartijen gewoon zijn om te hanteren worden in deze studie toegepast. Overigens moet opgemerkt worden dat naast kostenoverwegingen ook andere overwegingen (comfort, status, imago, etc.) van invloed zijn op beslissingen.
4. *Informatie omtrent overheidsbeleid.* De overheid hanteert verschillende beleidsinstrumenten om duurzame energieopties meer aantrekkelijk te maken. De plaatsen waar overheidsbeleid poogt effect te bereiken is aangegeven via de stippellijnen A, B, C en D in Figuur 2.1. Bij pijl A gaat het bijvoorbeeld om heffingen op het gebruik van aardgas of elektriciteit. Bij pijl B gaat het o.a. om subsidies voor duurzame energieopties. Informatiecampagnes en voorlichting zijn voorbeelden van instrumenten om via pijl C het gedrag van actoren te beïnvloeden. Pijl D heeft vooral betrekking op het energiebesparingsbeleid.



Figuur 2.1 *Schema dat de relaties tussen bouwstenen aangeeft om het aandeel van duurzame energie in 2020 te berekenen*

De beslissingen betreffende duurzame energie hebben een centrale plaats in de analyse. Deze zijn berekend met modellen. De simulatie van deze beslissingen gaat ervan uit dat economische criteria prevaleren. Als een duurzame energieoptie aantrekkelijk is, gemeten met de voor een

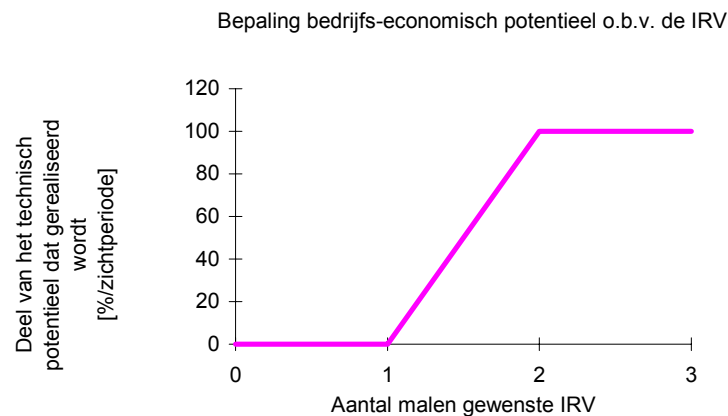
actor geldende rentabiliteitscriteria, wordt daarin geïnvesteerd. De modelmatige aanpak leidt tot een geleidelijk grotere rol van technieken bij toenemende rentabiliteit. Een techniek breekt in het model dus niet in één keer door tot het maximale potentieel. Gemerkt wordt dat de gewenste interne rentevoet (IRV) verschilt per actor. De effecten van alle beleidsinstrumenten die de beslissingen kunnen beïnvloeden zijn meegenomen.

Voor iedere duurzame energieoptie wordt per periode van 5 jaar een maximaal technisch potentieel gesteld (zie Bijlage B). Dat maximale potentieel is afgeleid van de bestaande rol van een techniek, het natuurlijk vervangingstempo, het maximaal aantal geschikte locaties, grenzen aan brandstofpotentieel (bij biomassa en afval), het maximale groeitempo voor nieuwe technieken etc. De simulatie van beslissingen in de modellen vindt plaats binnen deze grenzen.

Verskillende sectormodellen zijn gebruikt, zoals het SAVE huishoudensmodel (Boonekamp, 1994), het SAVE utiliteitsmodel (Beeldman, 1994) en het DE-POT model (De Lange, 1997).

Voor berekening van de bijdrage van windenergie, zon-PV, biomassacentrales en import van elektriciteit is gebruik gemaakt van het zogenaamde DE-POT model. Het bedrijfseconomisch potentieel wordt berekend op basis van de interne rentevoet (IRV) van duurzame energieopties. De IRV wordt bepaald op basis van investeringskosten, (uitgespaarde) brandstofkosten, variabele kosten, vaste kosten, kosten van een referentietechnologie en financieel stimuleringsbeleid. Bij intermitterende bronnen, zoals windenergie en zon-PV, is verondersteld dat bij de prijsstelling voor deze elektriciteit er vanuit is gegaan dat deze energiebronnen niet of nauwelijks vermogensgaranties kunnen geven.

De penetratie van duurzame energieopties wordt per periode van 5 jaar in DE-POT berekend aan de hand van het technisch potentieel van een optie, de IRV van de optie en de door investeerder gewenste IRV. Indien de IRV van een optie tweemaal zo hoog is als de gewenste IRV zal het gehele technisch potentieel gerealiseerd worden. Bij een IRV die gelijk is aan de gewenste IRV begint de optie te penetreren. Daartussen wordt geïnterpoleerd. Dit principe is in de volgende figuur weergegeven.



Figuur 2.2 *Penetratie van duurzame energieopties*

Bij een aantal duurzame energieopties spelen ook niet-economische criteria een belangrijke rol. Terugverdientijden spelen voor het gros van de huishoudens bijvoorbeeld een beperkte rol. Aspecten zoals preferenties, status, styling en comfort spelen vaak een belangrijker rol. Het model dat de beslissingen voor de huishoudenssector simuleert, houdt rekening met deze zaken.

## 2.3 Ontwikkelingsfasen van duurzame energieopties

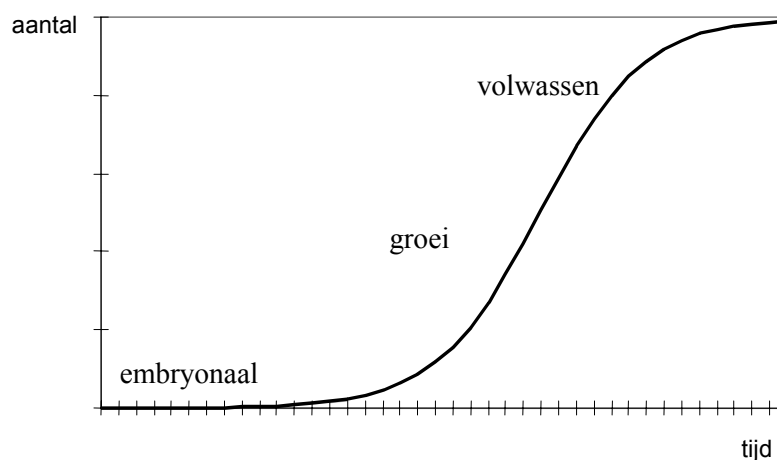
Voor de beschrijving van de penetratie van een nieuwe technologie wordt vaak een vergelijking getrokken met ontwikkelingsprocessen in de biologie die volgens een zogenaamde S-curve plaatsvinden (Grubler, 1998). Er wordt dan onderscheid gemaakt tussen verschillende fasen:

- embryonaal
- groei
- volwassenheid.

De *embryonale fase* wordt gekenmerkt door een beperkt marktaandeel (zie Figuur 2.3) een kleine productiecapaciteit en een grote diversiteit. Een groot aantal verschillende ontwerpen van een techniek en verschillende concepten worden in deze fase uitgetoetst en een groot aantal bedrijven probeert een positie op de (kleine) markt te krijgen. In deze fase ligt de nadruk op het demonstreren van de technische prestaties en minder op kosten. In dit stadium kent de markt weinig zekerheden waardoor veel varianten en bedrijven op zeker moment verdwijnen. Van jaar op jaar kan een sterke groei plaatsvinden.

In de *groeifase* vindt toenemende standaardisatie plaats. Onzekerheden met betrekking tot de technische levensvatbaarheid en toepasbaarheid worden weggenomen en de lagere prijzen leiden, indien geen weerstanden tegen de techniek bestaan, tot een snelle marktgroei. De kosten gaan vooral naar beneden door 'economies of scale' en procesinnovaties. Verder vindt marktconcentratie plaats, het aantal industrieën dat de technologie produceert wordt kleiner.

In de *volwassen fase* is het groeitempo afgenomen doordat de markt verzadigd is geraakt en de marges kleiner zijn geworden. Concurrentie is grotendeels gebaseerd op kostenreductie en minder op verbetering van de technologie.



Figuur 2.3 Gestileerd model van de levenscyclus van een fictieve technologie

De S-curve in Figuur 2.3 illustreert dat, vanuit het levenscyclus model gezien, de ontwikkeling van het marktaandeel van een techniek dynamisch moet worden bekeken. In de embryonale fase groeit de rol van de techniek exponentieel. In deze fase wordt de begrenzing aan de groei uitgedrukt in *een maximaal groeipercentage per jaar*, er zijn bijvoorbeeld weinig technieken die voor periodes van meerdere jaren sneller groeien dan zo'n 25% per jaar. In de groeifase neemt de rol van de techniek lineair toe, er worden dan ongeveer constante hoeveelheden per jaar geplaatst. De maximum groei tijdens die fase kan benaderd worden door een *maximaal te plaatsen hoeveelheid per jaar*. Dit kan bijvoorbeeld worden bepaald door vrijkomende locaties voor windturbines. Pas in de volwassen fase is er sprake van een totaal *maximum potentieel*. In deze studie wordt bij de bespreking van potentiële aangesloten bij dit ontwikkelingsfasemodel.

Er dient te worden opgemerkt dat het ontwikkelingsfasemodel een *beschrijving* geeft van hoe de penetratie van een techniek plaatsvindt, het geeft niet aan *waarom* die penetratie op die manier plaatsvindt. De S-curve is het netto resultaat van een proces van verschillende stuwende en remmende krachten. In de ECN-sectormodellen worden de belangrijkste remmende en stuwende factoren die de rentabiliteit van duurzame energieopties beschrijven meegenomen.

De meeste duurzame energietechnieken bevinden zich in één van de eerste twee fases, dus daar waar aanzienlijke veranderingen in prestaties en kosten plaatsvinden. Voor de duurzame energieopties die zich in de embryonale fase bevinden (zoals zon-PV), wordt de groei nog sterk bepaald door ondersteunende, stimulerende acties zoals het opzetten van demonstratieprojecten. Bij technieken aan het begin van de groeifase, zoals bij windenergie, spelen rentabiliteitsoverwegingen een belangrijke rol. Veel beleidsinstrumenten om duurzame energie te bevorderen pogen de beslissingen in deze fase te beïnvloeden. Belemmeringen zorgen er voor dat in de groeifase de groei grenzen kent en dat het totaal potentieel een limiet heeft. In de volwassen fase aangekomen hebben technieken doorgaans een rol op basis van de eigen concurrentiekracht. Stimulering is dan niet of minder nodig.

### 2.3.1 Methode van kostenschatting voor duurzame energieopties

De wijze waarop in deze studie de toekomstige kosten van duurzame energietechnieken zijn ingeschat is gekoppeld aan de ontwikkelingsfase van de techniek.

1. De toekomstige kosten van technieken die al volwassen zijn, zijn relatief goed in te schatten. Doorgaans zullen de kosten van dergelijke technieken beperkt veranderen.
2. De toekomstige kosten van technieken of producten die in de embryonale fase of de groeifase zijn ingeschat via leercurves, tenzij onvoldoende informatie beschikbaar was om leercurves te construeren.

De gedachte achter een leercurve is dat technieken doorgaans verbeteren wanneer meerdere organisaties en individuen er ervaring mee opdoen. Deze verbeteringen zijn een gevolg van leereffecten. Leereffecten zijn het eerst beschreven voor de vliegtuigindustrie (Wright, 1936) en zijn sindsdien empirisch onderzocht voor vele technieken, producten en diensten. Leereffecten worden vaak beschreven door leercurves welke een verband geven tussen de kosten van een techniek en de cumulatieve ervaring met de techniek:

$$K(cap) = K_0 \times (cap/cap_0)^{-b}$$

Hierin zijn  $K$  de kosten van een techniek bij een cumulatieve capaciteit van de techniek,  $K_0$  zijn de kosten van een eerder exemplaar van de techniek,  $cap_0$  betreft de totale capaciteit op het moment dat er in het eerdere exemplaar is geïnvesteerd en  $b$  is de leerindex die aangeeft met welke factor de kosten van de techniek dalen bij een groei van de capaciteit van  $cap_0$  naar  $cap$ . De leerindex is af te leiden uit de progress ratio middels:

$$progress\ ratio = 2^{-b}$$

Opgemerkt wordt dat het hier gaat om een logaritmisch verband, de kosten van een techniek nemen met een gelijk percentage af bij een verdubbeling van 100 MW tot 200 MW als bij een verdubbeling van 1000 MW naar 2000 MW. De progress ratio geeft aan welk deel de nieuwe kosten van een techniek bedragen van de originele kosten na verdubbeling van de cumulatieve productie. Hoe hoger de progress ratio hoe langzamer de kostendaling is. De hoogte van de progress ratio verschilt afhankelijk van de mogelijkheden tot standaardisatie en automatisering van de productie; drie groepen producten worden wel onderscheiden (Christiansson, 1995). Producten die via massa-fabricage worden gemaakt hebben doorgaans een lage progress ratio; de literatuur geeft een gemiddelde progress ratio van 0,78. Producten die modulair zijn opgebouwd en aan een lopende band geassembleerd worden hebben een progress ratio tussen 0,70 en 0,95.

De producten die per locatie een specifiek ontwerp krijgen hebben gemiddeld een progress ratio van 0,9. Over de periode tussen 1980 en 1995 bedroeg de progress ratio voor zon-PV ongeveer 0,8 en voor windturbines 0,9 (Seebregts et al, 1999).

Internationale scenariostudies nemen steeds vaker leereffecten mee (o.a. IIASA-WEC scenario's (Nackicenovic, 1998) en studies in Europees verband (IEPE en Ecosim, 1998; Capros et al. 1998; Seebregts, 1999)).

Voor het construeren van een leercurve is het ten eerste van belang om te bezien op welke geografische schaal er bij verschillende technieken feitelijk ervaring wordt opgedaan. Bij zon-PV en windturbines gaat dit zeker om een mondiale schaal, in verschillende werelddelen zijn namelijk producenten van PV-modules en windturbines en de technieken hebben veel gemeen ongeacht de plaats van productie. Daarentegen is er in het geval van bijvoorbeeld zonneboilers sprake van ontwerpen die per land verschillen omdat de wijze waarop woningen zijn gebouwd per land verschilt, leercurves voor dergelijke technieken kunnen daardoor op nationale schaal worden toegepast.

Een tweetal elementen is van belang voor de kosteninschatting middels een leercurve:

- de historische en toekomstige progress ratio,
- een inschatting van de mondiale rol van de techniek in 2010 en 2020.

Voor het maken van de 'best guess' kostenschatting is verondersteld dat de historische progress ratio van een techniek zich ook in de toekomst voortzet, aangezien voor veel technieken de progress ratio's over langere tijdsperiodes ook constant is gebleven (Christiansson, 1995). Voor de inschatting van de cumulatieve geproduceerde wereldcapaciteit zijn scenario-inschattingen voor 2010 en 2020 geraadpleegd en deze scenarioresultaten zijn vergeleken met het historische groeitempo. Op basis hiervan is een eigen inschatting voor de mondiale rol in 2010 en 2020 gemaakt. Vervolgens is een onzekerheidsrange voor de kosten bepaald op de hier aangegeven wijze:

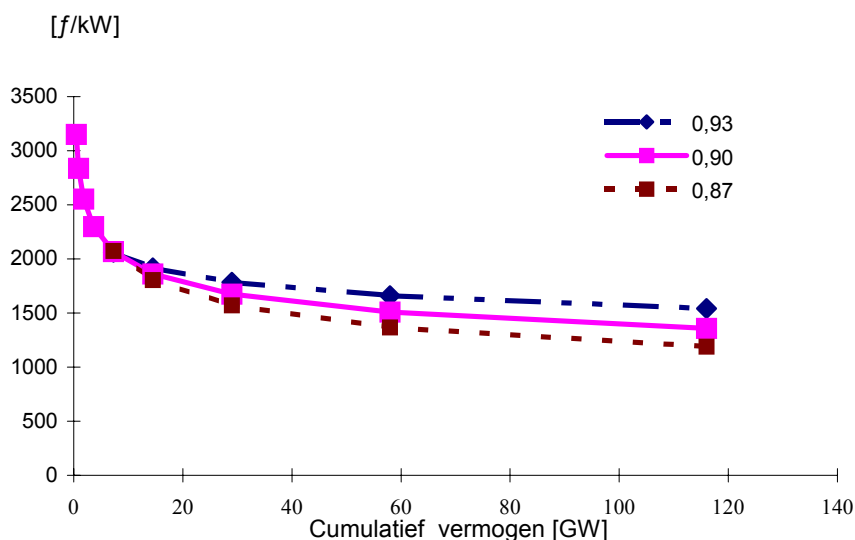
- Voor de lage kosteninschatting wordt uitgegaan van een lagere progress ratio (bij de meeste technieken 0,03 lager) dan de historische progress ratio in combinatie met een hogere mondiale capaciteit (standaard 20% hoger) dan voor de best guess. De range voor de progress ratio is gebaseerd op de onzekerheidsband in de progress ratio die volgt uit analyse van jaarreeksen van progress ratios (TEEM, 1998).
- Voor de hoge kosteninschatting wordt juist uitgegaan van een hogere progress ratio (standaard 0,03 hoger) en een lagere mondiale capaciteit (standaard 20% lager).

### 2.3.2 Voorbeeld toepassing van de leercurve: windturbines op land

Voor windturbines op land wordt uitgegaan van een mondiale leercurve. Op basis van historische gegevens kan worden vastgesteld dat de progress ratio bij windenergie 0,90 bedraagt (Seebregts et al., 1998). Uitgaande van een wereldwijd geïnstalleerde capaciteit van 7680 MW in 1997<sup>4</sup> en een gemiddelde kostprijs van 2050 f/kW<sup>5</sup>, is in Figuur 2.4 een leercurve uitgezet. In dezelfde figuur zijn tevens leercurves aangegeven voor afwijkende progress ratio's in positieve zin (0,87) en negatieve zin (0,93). Het betreft hierbij gemiddelde verkoopprijzen inclusief installatie en in bedrijfname.

<sup>4</sup> The Danish Wind Turbine Manufacturers Association, <http://www.windpower.dk/stat/tab19.htm>.

<sup>5</sup> Op basis van data die verzameld zijn in het kader van het EU-TEEM project waarin ECN participeert (nog te publiceren).



Figuur 2.4 *Prijswontwikkelingen van onshore windturbines*

De groeivoet van wereldwijd geplaatst vermogen bedroeg over de periode 1985 tot 1995 gemiddeld 18,4% per jaar. Opgemerkt wordt dat deze groei de optelsom is van de groei in aantal geplaatste turbines per jaar en de groei van het gemiddeld vermogen van turbines. Gedurende de laatste jaren was de groei wat hoger met circa 25% per jaar. Bij gelijke gemiddelde groeivoet van nieuw vermogen (18,4% per jaar) en rekening houdend met de vervanging van oude installaties na 20 jaar zal het wereldwijd opgestelde vermogen 71 GW in 2010 bedragen en 385 GW in 2020.

De meest recente World Energy Outlook (IEA, 1998) gaat daarentegen uit van een wereldwijd opgesteld vermogen van 26 GW in 2010 en 47 GW in 2020, hetgeen een groeivoet van circa 7% per jaar inhoudt.

De schatting voor de wereldwijde groei neemt het midden tussen deze twee uitersten. Enerzijds lijkt het niet waarschijnlijk dat de gemiddelde groeivoet van 18,4% door zal zetten over een periode van 35 jaar (1985-2020). Het overgrote deel van de groei in de afgelopen jaren vond in Europa plaats waar effecten van liberalisering (hogere rentabiliteitseisen door investeerders) en afnemend aantal optimale locaties op termijn merkbaar zullen worden. De ontwikkeling van niet-Europese markten komt slechts moeizaam op gang vanwege de geringe incentives die er in die landen zijn. Anderzijds is het onwaarschijnlijk dat de gemiddelde groeivoet zal dalen tot 7%. Voor de 'best guess' is uitgegaan van een gemiddelde groeivoet tot 2020 van 13% per jaar, wat resulteert in een wereldwijd cumulatief opgesteld vermogen van 40 GW in 2010 en 140 GW in 2020. Voor de lage schatting wordt uitgegaan van een 20% kleiner, voor de hogere schatting van een 20% groter opgesteld vermogen.

In Tabel 2.1 is aangegeven hoe deze wijze van kosteninschatting uitwerkt voor windturbines. De beste schatting leidt tot 1600 f/kW in 2010 en 1320 f/kW in 2020.

Tabel 2.1 *Voorbeeld van de kostenschatting op basis van leercurves: kosten van windenergie (f/kW) in 2010 en 2020 bij verschillende progress ratio's (PR) en wereldwijde productie van vermogens*

Jaar	Cumulatief vermogen (schatting)	Cumulatief vermogen [GW]	Lagere schatting [P.R. = 0,87]	Best guess [P.R. = 0,9]	Hogere schatting [P.R.= 0,93]
2010	Klein	32			<b>1770</b>
	Best guess	40		<b>1600</b>	
	Groot	48	<b>1420</b>		
2020	Klein	110			<b>1550</b>
	Best guess	140		<b>1320</b>	
	Groot	170	<b>1100</b>		

## 2.4 Gevolgde aanpak omtrent import van duurzame elektriciteit

Import van duurzame energie kan ook bijdragen aan de hoeveelheid duurzame energie in Nederland. Duurzame energie wordt nu nog niet of nauwelijks geïmporteerd. Import van duurzame energie kan plaatsvinden in de vorm van brandstoffen (bijvoorbeeld als biomassa) of als elektriciteit. In deze analyse is zowel import van biomassa als import van elektriciteit beschouwd. Details over deze duurzame importopties zijn weergegeven in Bijlage B.

Aangaande import van duurzame elektriciteit wordt hier nog één en ander opgemerkt. Er is in deze modelanalyse van uitgegaan dat er geen gemakkelijke en goedkope potentiëlen zijn om duurzame energie te importeren, aangezien andere landen er ook een belang hebben bij het benutten van hun binnenlandse duurzame energiebronnen. Alleen (duurdere) potentiëlen die naar verwachting niet of beperkt benut zullen worden, worden hier expliciet meegenomen. Daarbij is gekeken naar gebieden met gunstige omstandigheden voor windenergie en relatief grote potentiëlen waarvan verwacht mag worden dat potentieel resteert voor export. Dergelijke gebieden zijn aan te treffen in Noorwegen en in Groot-Brittannië (Schotland). Middels deze aanpak is er dus verondersteld dat Nederland bij import van duurzame elektriciteit de eis stelt dat er sprake moet zijn van additionele duurzame energie in het buitenland welke anders niet benut zou zijn. In deze analyse is ook geen Europees systeem van verhandelbare groencertificaten verondersteld aangezien alleen van het huidige beleid wordt uitgegaan.

Een uitzondering op bovenstaande vormt de reeds geplande import van waterkracht uit Noorwegen. De SEP heeft een contract met het Noorse Statkraft voor een kabelverbinding. Deze kabel is bedoeld om aan beide zijden te kunnen assisteren bij het opvangen van eventuele mismatches tussen vraag en aanbod. Verwacht wordt dat in een gemiddeld jaar Nederland waterkracht zal importeren uit Noorwegen. De realisatie van de kabelverbinding heeft overigens vertraging opgelopen o.a. doordat de geselecteerde kabelfabrikant niet het gewenste product kan leveren en door problemen bij de procedure voor vergunningverlening.

Er wordt hier opgemerkt dat de voor deze studie gekozen benadering aangaande import van duurzame elektriciteit van invloed is op de bijdrage van duurzame energie voor Nederland in 2020. Als bijvoorbeeld wordt verondersteld dat (extra) import van waterkracht ook als Groene Stroom in aanmerking komt, dan zal er wellicht een substantiële extra import plaatsvinden. Gezien de onzekerheden met betrekking tot het beleid van andere landen en de twijfels die bestaan rondom de vraag of import van waterkracht uit andere Europese landen wel zal leiden tot meer duurzame energie voor totaal Europa, wordt het geven van een inschatting van de extra import niet verantwoord geacht.



### 3. ONTWIKKELING VAN DE BIJDRAGE VAN DUURZAME ENERGIE VAN 1990 TOT 2000

#### 3.1 Doelstellingen voor 2000 en methode voor bepalen van de bijdrage van duurzame energie in 2000

Voor duurzame energie in het jaar 2000 zijn door diverse partijen doelstellingen gesteld. Zo streeft de overheid naar een aandeel van duurzame energie in het jaar 2000 van 3%. Ook zijn er doelstellingen van 1000 MW windenergie en 80.000 zonneboilers in 2000. De energiedistributiebedrijven streven naar een duurzaam aandeel van 3,1% van hun elektriciteitsafzet en 0,7% van de gasafzet (TEEM, 1997). In dit hoofdstuk is nagegaan in hoeverre de doelstellingen voor afzonderlijke opties bereikt zullen worden.

Gestart is met het verzamelen van de meest recente cijfers omtrent realisaties van duurzame energie (zie Bijlage A). Van het CBS zijn cijfers verkregen over de winning van duurzame energie in 1997 en enige meer specifieke cijfers over het aantal windturbines in 1997 (Zipro, 1998). Deze cijfers zijn aangevuld met een compleet overzicht over 1996 uit de NEH (CBS, 1997). Hierna zijn per techniek zo goed mogelijk inschattingen gemaakt van de realisatie en verwachtingen in 1997, 1998, 1999 en 2000. Na het bepalen van de uitgespaarde fossiele brandstof van de diverse technieken is door vergelijking met het totale Nederlandse verbruik (Boonekamp, 1998), het aandeel van duurzame energie in 2000 bepaald. Het TVB is voor deze analyse een aantal jaren geëxtrapoleerd. In de tabel zijn alleen de temperatuur gecorrigeerde waarden voor het TVB opgenomen. Per techniek is daarna nog een minimum en een maximum inschatting gemaakt.

#### 3.2 Totale bijdrage duurzame energie in 2000

In Tabel 3.1 zijn de resultaten van de analyse weergegeven. Het aandeel van duurzame energie komt, bij de nieuwe berekeningswijze uit op 39 PJ in het jaar 2000 of wel 1,2% van het TVB (Totaal Verbruik Binnenland). De marge rond de gevonden 1,2% is plus en min 0,1%, afhankelijk van de ontwikkelingen in de komende anderhalf jaar. De oude berekeningswijze resulteert met 1,7% in 2000 in een groter aandeel voor duurzame energie.

Tabel 3.1 *Bijdrage en aandeel van duurzame energie van 1990 tot 2000 volgens nieuwe en oude berekeningswijze*

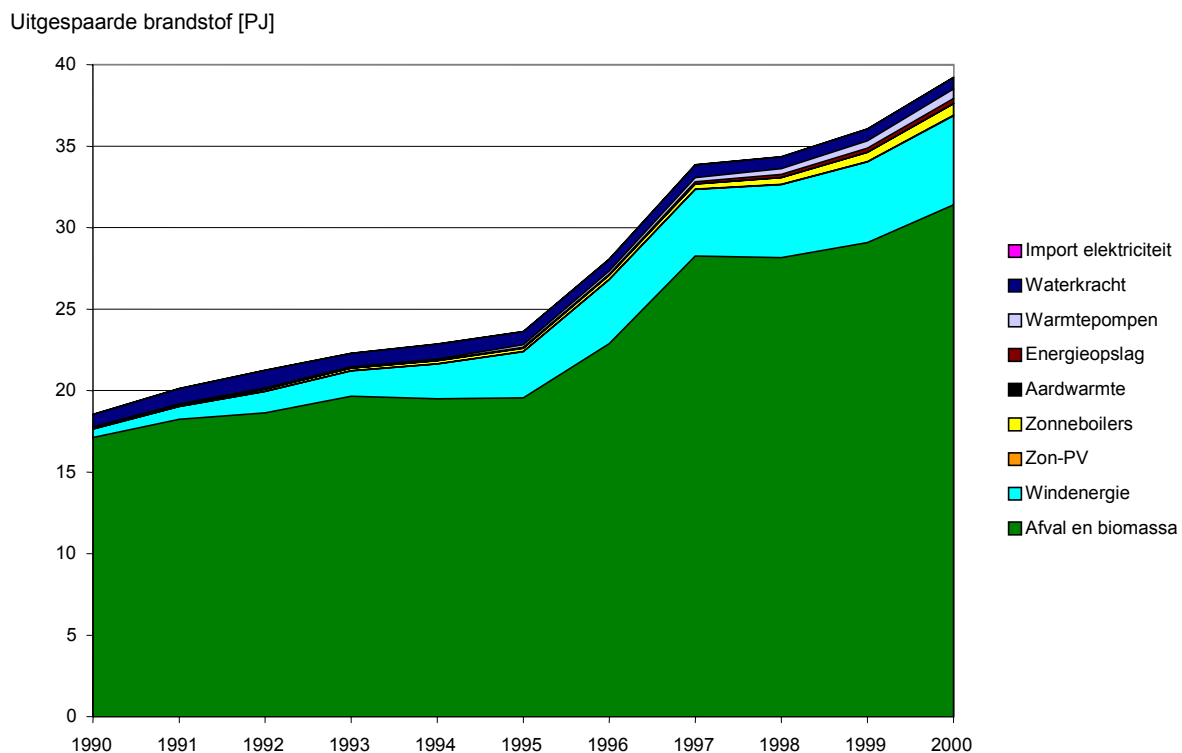
Jaar	Nieuwe berekeningswijze			Oude berekeningswijze	
	[TVB in PJ]	[PJ duurzaam]	[% van het TVB]	[PJ duurzaam]	[% van het TVB]
1990	2802	19	0,7%	22	0,8%
1991	2826	20	0,7%	24	0,9%
1992	2881	21	0,7%	25	0,9%
1993	2860	22	0,8%	27	0,9%
1994	2911	23	0,8%	28	1,0%
1995	2976	24	0,8%	30	1,0%
1996	2990	28	0,9%	37	1,2%
1997	3026	34	1,1%	48	1,6%
1998	3062	34	1,1%	49	1,6%
1999	3098	36	1,2%	51	1,6%
2000	3134	39	1,3%	55	1,7%
2000 hoog	3134	44	1,4%	61	1,9%
2000 laag	3134	36	1,2%	51	1,6%

### 3.3 Bijdrage per energiebron

In figuur 3.1 is aangegeven hoe de bijdrage van de diverse duurzame energiebronnen in de tijd verloopt. De energiewinning uit afval en biomassa neemt in de tijd fors toe. Dit heeft voor een belangrijk deel te maken met het in werking treden van een verbod op het storten van (onder andere) brandbaar afval. Om het afval te verbranden zijn in de jaren 90 een groot aantal nieuwe vuilverbrandingsinstallaties in gebruik genomen, die ook ingericht zijn om bij het verbranden energie terug te winnen. Naar verwachting zal de bijdrage van afval onder invloed van het convenant met de sector de komende tijd nog verder stijgen. Daarnaast wordt de stijging veroorzaakt door het stoken van hout en andere duurzame brandstoffen in elektriciteitscentrales. In deze post zit verder nog het gebruik van hout in kachels en open haarden bij de huishoudens.

Daarnaast is er dankzij het stimuleringsbeleid van de Nederlandse overheid een toename van de hoeveelheid windenergie. In de figuur is tevens zichtbaar dat de toepassing van warmtepompen (die gebruik maken van omgevingswarmte), zonneboilers en energieopslag (warmte en koude opslag) de laatste jaren sterk is toegenomen.

De bijdrage van waterkracht hangt samen met de hoeveelheid water die beschikbaar is, en fluctueert daarom enigszins in de tijd. Een grote uitbreiding van waterkracht heeft in de periode 1988-1998 plaatsgevonden en valt daarmee net buiten de figuur. De bijdrage van aardwarmte, zon-PV en import van duurzame elektriciteit is op dit moment nog erg laag.



Figuur 3.1 *Bijdrage van duurzame energie per groep, exclusief zon-passief*

### 3.4 Conclusies duurzame energie voor het jaar 2000

De grootste bron voor duurzame energie is op dit moment afval en biomassa. Daarnaast levert windenergie een aanzienlijke bijdrage.

Het aandeel van duurzame energie in 2000 komt, volgens de nieuwe definitie, uit op 1,2%. Daarmee wordt de doelstelling van de overheid van 3% duurzame energie in 2000 niet bereikt. Bij de oude berekeningswijze voor duurzame energie zou de bijdrage 1,7% zijn geweest.

Naar schatting komt het gerealiseerde potentieel van windenergie in 2000 uit op 475 MXW<sub>e</sub>, dit is de helft van de overheidsdoelstelling van 1000 MXW<sub>e</sub>. De doelstelling van 80.000 zonneboilers lijkt mede op grond van het aantal zonneboilers dat in 1998 naar schatting geplaatst is (15.000) haalbaar. Dit betekent wel dat de helft van de doelstelling de komende twee jaar nog geplaatst moet worden (20.000 per jaar).

De geproduceerde hoeveelheid elektriciteit is met 14 PJ ruim voldoende om de doelstelling van 3,1% van de distributiebedrijven te halen.

## 4. SCENARIO, ENERGIEPRIJZEN EN BELEIDSINSTRUMENTEN

### 4.1 Scenariokeuze en energieprijzen

Aangaande niveau en structuur van de energievraag gaat deze studie uit van het EC-scenario uit de recente Nationale Energie Verkenningen (NEV) 1995-2020 (Kroon, 1998a). Het EC scenario wordt gekenmerkt door een gereguleerd vrijgegeven energiemarkt, hoge economische groei (gemiddeld 2,75% per jaar) en sterke technologische ontwikkeling. Het energieverbruik in het EC-scenario bedraagt in 2020 3786 PJ en bevindt zich daarmee tussen de niveaus van de andere scenario's uit de NEV.

De energieprijzen van het originele EC-scenario zijn niet gebruikt<sup>6</sup>. In lijn met de ontwikkelingen begin 1999 zijn de energieprijzen naar beneden aangepast. De binnenlandse energieprijzen worden bepaald door ontwikkeling van de wereldenergieprijzen, ontwikkeling van de koers van de dollar en heffingen. Voor de beste schatting ten aanzien van duurzame energie is verondersteld dat de olieprijs tot 2020 op een gemiddeld niveau van 15\$/vat of 30 gulden per vat blijft. Dit prijsniveau komt redelijk overeen met één van de recente inschattingen van de World Energy Outlook van IEA (IEA, 1998) welke, uitgaande van een optimistische voorraadschatting voor olie, een olieprijs van rond de 17\$/vat voorziet voor de periode van 2000 tot 2030.

Naast een verwachtingswaarde zijn ook een hoge en een lage schatting van de bijdrage van duurzame energie bepaald door zowel de inschattingen van de toekomstige kosten van technieken als de energieprijzen te variëren. Hieronder is aangegeven over welke range de olieprijs is gevarieerd ten behoeve van de hoge en lage schatting voor duurzame energie:

- Voor de hoge schatting voor duurzame energie is verondersteld dat de olieprijs in 2010 en 2020 respectievelijk 27\$/vat en 25 \$/vat bedraagt (dit is gelijk aan de olieprijs in EC inclusief de heffing van 10 \$/vat).
- Voor de lage schatting van de rol van duurzame energie is een olieprijs van 10 \$/vat of *f* 20 per vat verondersteld zowel voor 2010 als voor 2020<sup>7</sup>.

Verondersteld is dat de gasprijs een zekere koppeling behoudt met de olieprijs maar dat door liberalisering van de gasmarkt de koppeling tussen de gasprijs en de olieprijs minder sterk wordt. Ook de elektriciteitsprijzen komen door de liberalisering onder druk met name in de eerste 5 jaren als gevolg van de verwachte situatie met overcapaciteit aan productievermogen. Er is verder voor de gehele periode 2000-2020 van uitgegaan dat de prijs die wordt ontvangen voor elektriciteit van intermitterende duurzame elektriciteitsbronnen (exclusief financiering uit REB en Groene Stroom) laag is, aangezien bij deze bronnen slechts beperkt leveringsgaranties kunnen worden aangegeven. Dit betekent dat de gemiddelde prijs die voor windenergie wordt ontvangen in 2020 slechts 4,5 ct/kWh bedraagt (in prijzen van 1998).

---

<sup>6</sup> In het originele EC-scenario is de olieprijs 17\$/vat in 2010 en 15\$/vat in 2020. Hierboven op kent het EC-scenario een heffing van 10 \$/vat voor alle sectoren.

<sup>7</sup> Opgemerkt wordt dat verschillende experts een olieprijs van slechts 10\$/vat niet mogelijk achten. Het zeer lage prijsniveau van ruwe olie eind 1998/begin 1999 wordt volgens hen veroorzaakt door een toevallige combinatie van omstandigheden. Het CPB acht een lagere olieprijs dan 15\$/vat in 2020 alleen mogelijk als de vraagprognose lager is dan voorzien in EC; omtrent de ontwikkelingen aangaande aanbod (winningstechnologie) zijn voor de prijsinschatting voor het EC-scenario al optimistische aannames gedaan (mondelinge mededelingen C. Koopmans CPB, 1 maart 1999). Een recente inschatting van ECN in opdracht VROM (Lako, 1999) geeft een range van energieprijzen voor 2020 van 15-30\$/vat. Het gegeven dat historische energieprijzprojecties over een lange reeks van jaren consequent te hoog zijn geweest, is er aanleiding toe geweest om in de modelberekeningen toch uit te gaan van de lage prijsinschatting van '10\$/vat'.

Dit is aanmerkelijk minder dan de huidige standaard terugleververgoeding waar duurzame elektriciteit nu nog automatisch aanspraak op kan maken en die 8 ct/kWh bedraagt. Voor het bepalen van de eindverbruikersprijzen is de in het Regeerakkoord voorgenomen verhoging van de REB alvast meegenomen (zie ook Paragraaf 5.2).

De veronderstelde lagere energieprijzen dan in het originele EC-scenario zullen leiden tot een hoger totaal verbruik binnenland (TVB) dan in het originele EC-scenario. De REB zal daarentegen leiden tot een lager TVB. Het is voor deze analyse niet zinvol bevonden om het EC-scenario geheel door te rekenen om de verandering in het TVB te bepalen. In navolging van een ruwe bijinschatting van CPB en ECN onlangs voor het GC scenario is hier ook een ruwe bijinschatting gedaan (Koopmans, 1999; Beeldman, 1999), zie Tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Geschat Totaal Verbruik Binnenland (TVB) in 2020 in het originele EC-scenario en in de hier gehanteerde scenariovarianten met verschillende niveaus voor de energieprijzen*

	Originele EC-scenario	Lage prijzen [10\$/vat]	Best guess [15\$/vat]	Hoge prijzen [25\$/vat]
TVB in 2020 [PJ]	3786	3950	3850	3750

## 4.2 Beleidsinstrumenten duurzame energie

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste beleidsinstrumenten die zijn meegenomen. Relevant voor de bijdrage van duurzame energie in 2020 zijn vooral de effecten van de REB, VAMIL, EIA, groenfondsen en Groene Stroom. Opgemerkt wordt dat, omdat er wordt uitgegaan van het *bestaande beleid*, een verplicht minimum aandeel voor duurzame energie niet is meegenomen. Internationale handel in groencertificaten (Schaeffer et al, 1999) is daarom ook niet meegenomen.

Bij de berekeningen is uitgegaan van het volgende beleid:

### *Regulerende Energie Belasting*

De Regulerende Energie Belasting (REB) is een heffing op elektriciteit en aardgas met name voor kleine energieverbruikers. De heffing is afhankelijk gemaakt van het energieverbruik, hoe hoger het energieverbruik, hoe lager de heffing per eenheid energie. Over de eerste 800 kWh en 800 m<sup>3</sup> aardgas wordt echter nu nog geen heffing betaald.

De REB heeft via vier verschillende mechanismen effect op het aandeel van duurzame energie:

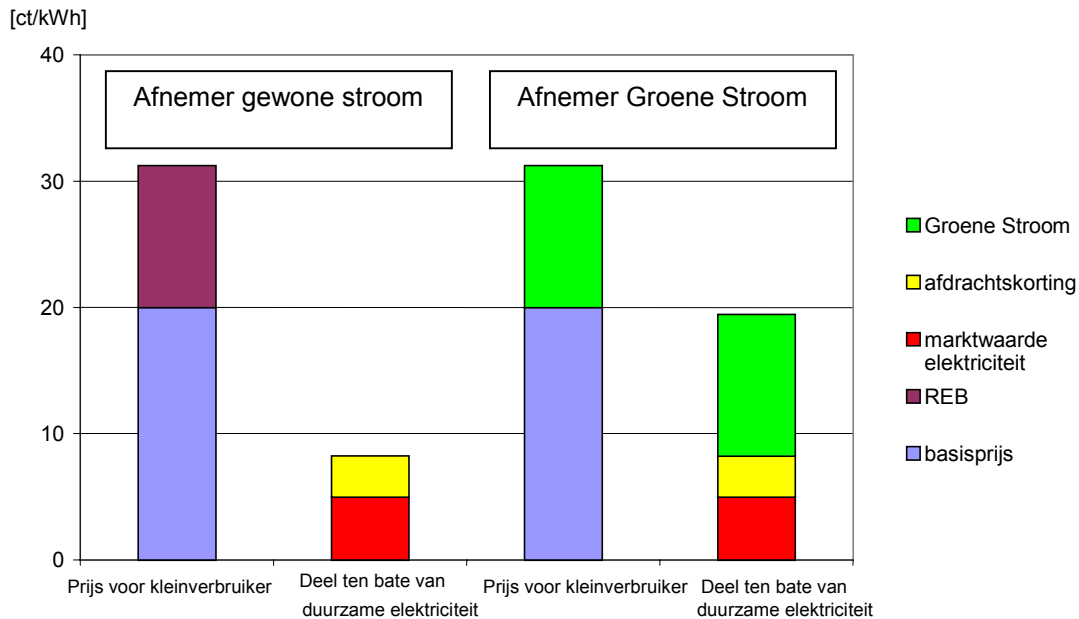
1. De REB lokt besparingen uit en leidt daarmee tot een lager totaal energieverbruik. Hierdoor wordt het aandeel van duurzame energie hoger.
2. De REB maakt duurzame energieopties achter de energiemeter (bijvoorbeeld de zonneboiler) meer aantrekkelijk.
3. Artikel 36<sup>i</sup> van de Wet Belastingen op Milieugrondslag van de wet stelt gebruikers van Groene Stroom vrij van het betalen van de REB. Dit wordt ook wel het nihil-tarief genoemd. Hierdoor wordt de vraag naar Groene Stroom gestimuleerd. In de standaardanalyse is verondersteld dat het nihil-tarief niet wordt afgetopt.
4. Artikel 36<sup>o</sup> van de wet geeft energiedistributiebedrijven in het geval van duurzame energie een afdrachtkorting op de REB. Deze korting moet worden doorgesluisd naar de producent. Dit maakt de productie van duurzame elektriciteit aantrekkelijker.

In het Regeerakkoord van het kabinet Paars-II is afgesproken dat de REB fors zal worden verhoogd. Dit kan een belangrijke stimulans voor duurzame energie worden. In Tabel 4.2 is aangegeven wat in 1998 de REB-tarieven waren, wat per 1 januari 1999 de REB-tarieven zijn geworden en welke verhogingen zijn voorgenomen. Met name voor kleinverbruikers is een forse verhoging van de REB voorgenomen. Opgemerkt wordt dat de vermelde REB-verhoging de cijfers betreffen die tijdens de momentopname in mei 1999 als meest waarschijnlijk werden beschouwd; het betreft hier dus geen definitieve cijfers. De REB zal na de verhoging voor kleinverbruikers uitkomen op bijna 25 cent/m<sup>3</sup> en ruim 11 ct/kWh. De belastingvrije voet voor de eerste 800 m<sup>3</sup> en de eerste 800 kWh vervalt bij dit voorstel overigens. In plaats daarvan komt er een heffingskorting van 289 gulden per elektriciteitsaansluiting. Er is van uitgegaan dat de afdrachtkorting voor duurzame elektriciteit 3,23 ct/kWh blijft en dat het nihil tarief voor Groene Stroom wordt gehandhaafd.

Tabel 4.2 *REB-tarieven voor aardgas [ct/m<sup>3</sup>] en elektriciteit [ct/kWh] in 1998, 1999 en in de nabije toekomst*

Aardgas [m <sup>3</sup> ]	Tarieven 1998	Tarieven 1-1-99 (excl. BTW)	Verhoging REB t.o.v. 1998 niveau	Toekomstige REB
Tot 800	-	-	24,93	24,93
800 - 5 000	9,53	15,98	15,40	24,93
5 000 – 170 000	9,53	10,44	2,35	11,88
170 000 – 1 mln. boven 1 mln.	-	0,71	2,35	2,35
	-	-	-	-
Elektriciteit [KWh]	Tarieven 1998	Tarieven 1-1-99 (excl. BTW)	Verhoging REB t.o.v. 1998 niveau	Toekomstige REB
Tot 800	-	-	11,22	11,22
800 - 10 000	2,95	4,95	8,27	11,22
10 000 - 50 000	2,95	3,23	0,73	3,68
50 000 - 10 mln. boven 10 mln.	-	0,22	0,73	0,73
	-	-	-	-

De wijze waarop de REB, afdrachtkorting en Groene Stroom in de modelberekeningen zijn verwerkt is ruwweg aangegeven in Figuur 4.1. Deze figuur geeft aan welk deel van de prijs die een kleinverbruiker betaald voor elektriciteit ten bate komt aan duurzame elektriciteit. In het ene geval (afnemer gewone stroom) kan maximaal 8 tot 10 ct/kWh ten bate van duurzame elektriciteit komen. Dat is dan opgebouwd uit de marktwaarde van elektriciteit, welke 4,5 tot 7 ct/kWh bedraagt en onder andere afhankelijk is van de opbrengstkenmerken van de duurzame energiebron, en 3,23 ct/kWh afdrachtkorting. In het geval van een afnemer van Groene Stroom kan 19 tot 21 ct/kWh ten bate van duurzame elektriciteit komen. Boven op de marktwaarde van de elektriciteit en de afdrachtkorting komt in dit geval immers de Groene Stroombijdrage.



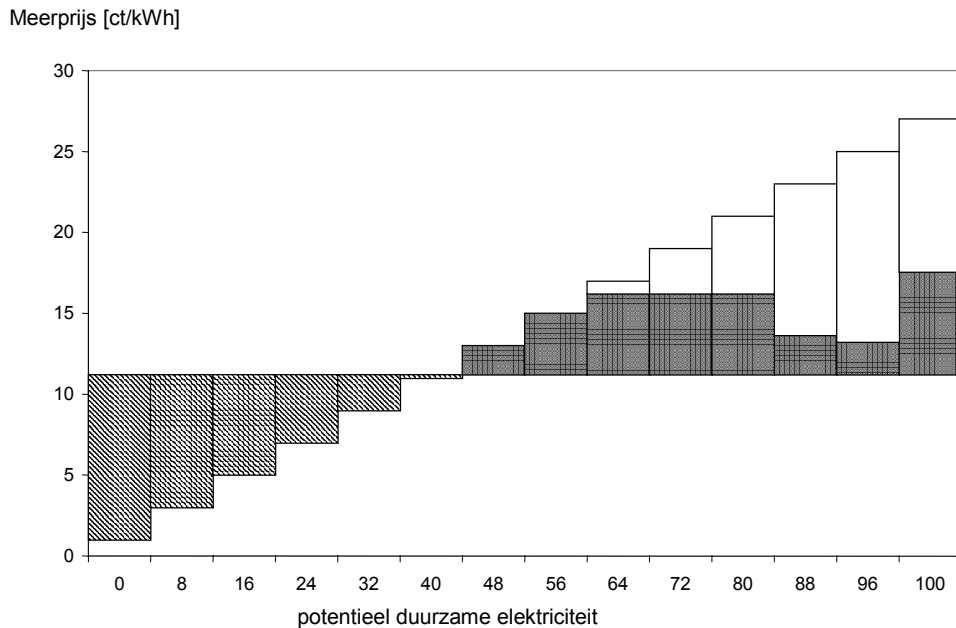
Figuur 4.1 *Bij een afnemer van Groene Stroom komt een veel groter deel van de betaalde prijs voor elektriciteit ten bate van duurzame elektriciteit*

#### *Groene Stroom*

De verkoop van Groene Stroom is een aantrekkelijke optie voor energieleveranciers om kapitaal te genereren voor duurzame energie. Leveranciers van Groene Stroom garanderen niet méér Groene Stroom te verkopen dan er ingekocht wordt of zelf opgewekt wordt. De vraag naar Groene Stroom is de laatste jaren sterk toegenomen. Groene Stroom wordt aangeboden voor een prijs die ongeveer 7 ct/kWh hoger is dan de prijs van ‘gewone’ elektriciteit. Doordat een afnemer van Groene Stroom geen REB hoeft te betalen, is de netto meerprijs voor kleinverbruikers nog maar 2 ct/kWh hoger dan voor gewone stroom.

In de modelberekeningen wordt een aanzienlijke verhoging van de REB meegenomen waardoor de elektriciteitsprijs voor kleinverbruikers hoger zal zijn dan de huidige prijs van Groene Stroom. Verwacht mag worden dat de prijs van Groene Stroom daardoor ook zal toenemen omdat de vraag naar Groene Stroom zal toenemen en duurdere tranches duurzame energie moeten worden ingezet. In een nieuwe evenwichtssituatie zal de prijs van Groene Stroom netto weer iets hoger zijn dan voor gewone stroom inclusief de nieuwe REB, maar het verschil zal waarschijnlijk kleiner zijn dan de huidige netto meerprijs van 2 ct/kWh. Immers tegen een meerprijs van 11,22 ct/kWh kan een groot potentieel duurzame elektriciteitsopties gerealiseerd worden. Daarnaast zullen energiebedrijven (vanaf 2007) ook via de prijs dat ze Groene Stroom aanbieden met elkaar concurreren om marktaandeel op de groeiende Groene Stroommarkt.

Het kapitaal uit de opbrengsten van Groene Stroom wordt verdeeld over verschillende duurzame energieopties. Voor elk kilowattuur verkochte duurzame elektriciteit ontvangt een energieleverancier 11,22 ct/kWh. Omdat de meer rendabele duurzame elektriciteitsopties geen 11,22 ct/kWh nodig hebben om rendabel te worden, kunnen Groene Stroomgelden ten dele gebruikt kunnen worden om duurzame elektriciteitsopties te financieren die meer dan 11,22 ct/kWh Groene Stroom nodig hebben om rendabel te worden. Op dit moment vindt dit al plaats. Daarbij gaat het vooral om opties met een goed image, zoals zon-PV. Dit principe is weergegeven in figuur 4.2. De opbrengsten uit Groene Stroom en die van de rendabele duurzame energie overblijven (grijze oppervlak) worden gebruikt voor meerfinanciering van een deel van de duurdere duurzame elektriciteitsopties. In feite is daarmee sprake van een kruissubsidie van duurzame opties die meer rendabel zijn naar minder rendabele duurzame opties (zie ook Paragraaf 5.2).



Figuur 4.2 *Opbrengsten uit Groene Stroom worden verdeeld over verschillende duurzame energieopties<sup>8</sup>*

### *Energie Investerings Aftrek EIA*

De Energie-investeringsaftrek (EIA) is bedoeld om investeringen in energie-besparing en de inzet van duurzame energie door het Nederlandse bedrijfsleven te stimuleren. De EIA-regeling, biedt ondernemers die investeren in energiebesparende bedrijfsmiddelen en duurzame energie een direct financieel voordeel. Minimaal 40% van de investeringskosten (met een maximum van f 200 miljoen) van deze bedrijfsmiddelen is aftrekbaar van de fiscale winst. Deze aftrek komt boven op de normale aftrek waarvoor de VAMIL eventueel nog bruikbaar is. Technieken die onder beide regelingen vallen zijn: warmte- en koude-opslag in de bodem (aquifer), grond-warmtewisselaar, zonnecollectorsysteem, luchtcollectorsysteem, daglichtsysteem, fotovoltaïsch zonne-energiesysteem, aardwarmtesysteem, warmtepomp, windturbine, houtpoederbrander, biogasbrander, biomassavoorbewerkingsinstallatie, biomassavergasserinstallatie, biomassaverbrandingsinstallatie, stortgaswinningsinstallatie, biogasbenuttingsinstallatie, waterkrachtinstallatie. Het investeren in een warmte- of koudebuffer valt wel onder de EIA maar niet onder de VAMIL. Bij een vennootschapsbelasting van 35% varieert het financiële voordeel tussen de 18% (bij een investering van < f 61.000) en 14% (bij een investering > f 475.000). De EIA is gemodelleerd als een investeringssubsidie ter hoogte van 16% op investeringen tot f 475.000 en 14% op investeringen boven dit bedrag. Voor de import van elektriciteit is de EIA niet toepasbaar. Er is in de modelanalyse niet gerekend met een maximum op het jaarlijkse totale EIA-budget.

### *VAMIL (Vrije Afschrijving MILieu-investeringen)*

De VAMIL geldt alleen voor bedrijven die vennootschapsbelasting betalen en komt overeen met een korting op de investering van ca. 10%. Ook de VAMIL is niet bruikbaar bij investeringen in het buitenland. Aan de totale jaarlijkse VAMIL-gelden is binnen de modelanalyse geen maximum gesteld.

<sup>8</sup> Opbrengsten uit Groene Stroom voor duurzame elektriciteitsopties met meerkosten lager dan 11,22 ct/kWh (grijze oppervlak) kunnen een deel van de minder rendabele duurzame elektriciteitsopties financieren (donkere oppervlak). NB: het betreft hier een fictief getalsvoorbeeld.



### *Subsidieregeling energievoorzieningen in de non-profit (EINP)*

De Subsidieregeling energievoorzieningen in de non-profit en bijzondere sectoren (EINP) geeft een subsidie tussen 14,5 en 18,5%. Het betreft dezelfde installaties als de EIA, maar dan specifiek voor situaties waarin niet van de EIA gebruik gemaakt kan worden (bijvoorbeeld wanneer er geen vennootschapsbelasting betaald wordt). Voor windenergie wordt in afwijking van het bovenstaande 20% subsidie gegeven.

### *Groenfinanciering*

Private beleggers kunnen hun geld in groenfondsen beleggen. De rente-inkomsten zijn deels aftrekbaar van de inkomstenbelasting. Hierdoor kan een lager rendement op de belegging dan bij commerciële leningen toch aantrekkelijker zijn. De groenfondsen verstrekken tegen een gereduceerde rente kapitaal bij het realiseren van o.a. duurzame energie projecten. In de berekeningen is ervan uitgegaan dat de rente die op leningen betaald moet worden met 2%-punten verlaagd wordt. Deze verlaging geldt uiteraard alleen op het geleende deel van het investeringskapitaal. In de modelberekeningen is ervan uitgegaan dat groenfinanciering ook toepasbaar is voor duurzame energie projecten in het Europese buitenland

### *Energieprestatienormen*

Er wordt hier verondersteld dat geen EPK wordt ingevoerd en er wordt verondersteld dat de EPN niet verder aangescherpt wordt dan nu het geval is (deze blijft ook na 2000 1,0 voor woningen).

### *Subsidieregeling actieve zon-thermische systemen (AZS)*

In 1998 bedroeg deze subsidie voor 'nieuwe' gebouwen f 100,- per GJ tot een maximum van 4 GJ en daarboven f 50 per GJ. Dit komt neer op f 350 tot f 400 voor een zonneboiler op een woning. Voor bestaande bouw gelden andere bedragen. De regeling is inmiddels voor 1999 en 2000 verlengd.

### *Procedure vergunningsverlening*

Er is vanuit gegaan dat de doorlooptijd in vergunningsprocedures voor het realiseren van o.a. windenergie en biomassa aanmerkelijk zal verbeteren (zie ook Paragraaf 5.6).

## 4.3 Tijdelijke regelingen

Naast bovengenoemde beleidsinstrumenten is er een groot aantal meer specifieke 'subsidiemogelijkheden'. Deze hebben vaak een tijdelijk karakter of richten zich niet op grootschalige marktpenetratie. Het gaat daarbij onder andere om:

### *Besluit subsidies energieprogramma's (BSE)*

Het Besluit subsidies energieprogramma's (BSE) wordt door Novem uitgevoerd. Er vallen diverse programma's onder die jaarlijks worden vastgesteld. Onder andere: Toepassing Windenergie in Nederland-2 (TWIN), Zonne-energie Photovoltaïsche Omzetting (NOZ-PV), Warmtepompen en Energiewinning uit afval en Biomassa. Het gaat hierbij om projecten op het gebied van onderzoek, ontwikkeling, demonstratie of marktintroductie. Op het moment dat het om grootschalige introductie gaat, is dit subsidieprogramma niet meer van toepassing.

### *Economie Ecologie en Technologie (EET)*

Het Besluit subsidies Economie Ecologie en Technologie (EET) wordt door het programmabureau EET uitgevoerd. Het is vooral bedoeld voor samenwerkingsverbanden op het gebied van nieuwe technologieën die op een termijn van 5 tot 20 jaar belangrijk kunnen worden. Substantieel gebruik van duurzame energiebronnen is één van de thema's van het programma.

*Europese programma's (Joule, Thermie, Alternier, SAVE)*

Joule richt zich op onderzoeksprojecten, Thermie op marktintroductie- en ontwikkelingsprojecten van nieuwe energietechnieken, Save en Alternier op niet-technologische maatregelen ter stimulering van energiebesparing resp. duurzame energie.

*Besluit subsidies CO<sub>2</sub>-reductieplan*

Voor installaties, waaronder warmtepompen en duurzame energiebronnen die de CO<sub>2</sub>-uitstoot beperken kan een subsidie uit dit fonds van maximaal 30% verkregen worden. De subsidieaanvragen worden door een externe adviescommissie beoordeeld op innovatie en herhalingspotentieel en daarna voor toekenning gerangschikt op kosteneffectiviteit.

*Algemene stimuleringsregeling energiebesparing door het energiebedrijf 1999*

Naast energiebesparing vallen ook zonneboilers onder deze regeling. De bijdrage is afhankelijk van het type maatregel. Deze regeling (voorheen ISO-HR, STIMAD, STIMECK, STIMEV en STIZON) stimuleert investeringen in energiebesparende maatregelen in zowel woningen als utiliteitsgebouwen. De regeling wordt uitgevoerd door de energiedistributiebedrijven. Senter ondersteunt hen bij de uitvoering van de regeling en beoordeelt de aanvragen van de energiebedrijven voor hun eigen gebouwen.

*Energiebesparingsfonds van het energiebedrijf*

Bij dit fonds kan geld geleend worden tegen een 3% lagere rente dan de marktrente. Het kredietbedrag hangt onder andere af van de meerkosten van de investering en de bijdrage van andere subsidies (excl. EIA en VAMIL)

*Verordening productschap tuinbouw stimulering W/K-voorzieningen voor de glastuinbouw*

Hieruit kan 35% tot een maximum van f 150.000 verkregen worden als bijdrage voor biomassa-projecten in of ten behoeve van de tuinbouw.

## 5. ROL EN OPSTELLING VAN ACTOREN

### 5.1 Overzicht van actoren

Er bestaan meerdere soorten van actoren die verschillende rollen spelen bij de implementatie van duurzame energie. De belangrijkste partijen die men kan onderscheiden zijn:

- energiedistributiebedrijven,
- energieproductiebedrijven,
- investeerders (financieringsinstellingen, projectontwikkelaars, etc.),
- huishoudens: particulieren/consumenten,
- bedrijven,
- overheid (nationaal, Europees, provinciaal en gemeentes),
- natuur- en milieu-organisaties,
- researchbedrijven/instituten,
- eventueel: nieuwe intermediaire handelsorganisaties.

In de volgende paragrafen worden rol en opstelling van de eerste vijf bovengenoemde actoren besproken.

### 5.2 Energiedistributiebedrijven

Tot voor kort waren de energiedistributiebedrijven in Nederland nutsbedrijven zonder een hoge winstdoelstelling, waarbij het beleid in sterke mate werd ontwikkeld door nationale en lokale overheden. Sinds ruim 10 jaar heeft een proces op weg naar een vrije energiemarkt plaatsgevonden. Als gevolg hiervan is in 10 jaar tijd van 1987 tot 1997 het aantal energiedistributiebedrijven afgenomen van 134 tot 35 (ECN, 1997) en dit proces van concentratie zet zich nog verder voort.

De energiedistributiebedrijven hebben al geruime tijd activiteiten op het gebied van duurzame energie. Deze zijn veelal onderdeel van het Milieu Actie Plan (MAP) van energiebedrijven. Bij veel van de grote energiebedrijven vonden deze activiteiten vaak niet centraal gecoördineerd plaats, maar waren over het bedrijf verspreid. Recentelijk hebben energiebedrijven aparte afdelingen voor duurzame energie gecreëerd, in sommige gevallen zijn deze ondergebracht bij marketingafdelingen.

Het beleid aangaande verschillende duurzame energieopties verschilt per energiedistributiebedrijf. Het ene bedrijf spreidt de inspanningen over een mix van bijvoorbeeld grootschalige windprojecten, de verkoop van kleine netgekoppelde PV-systemen voor woningen en de ontwikkeling van elektrische warmtepompen, terwijl andere bedrijven minder diversificeren.

De gezamenlijk energiebedrijven hebben zich voor het jaar 2000 ten doel gesteld om 3,2% van de elektriciteitsafzet en 0,1% van de gasafzet te betrekken uit duurzame bronnen. De doelstelling per energiebedrijf wordt bepaald naar rato van ieders aandeel in de elektriciteits- en gasafzet in het jaar 1995. Omdat niet overal dezelfde mogelijkheden voor de verschillende vormen van duurzame energie bestaan, hebben de bedrijven een systeem van verhandelbare groencertificaten ingevoerd.

De Nederlandse energiedistributiebedrijven hebben doorgaans een goede financiële positie waardoor ze gemakkelijk geld kunnen lenen. Hier wordt verondersteld dat energiebedrijven bij het doen van investeringen uitgaan van een IRV van 20% op eigen vermogen. Er wordt hier van uitgegaan dat de investeringen door energiebedrijven voor 30% gefinancierd worden uit eigen vermogen en voor 70% uit vreemd vermogen, waarvoor 8% per jaar een gangbare rente is. De resulterende gewenste IRV voor projecten bedraagt daarmee 11,6%<sup>9</sup>. Opgemerkt wordt dat het ECN bij eerdere analyses (Kroon, 1998a) minder rekening hield met de effecten van een liberale energiemarkt en rekende met een gewenste IRV van 8%.

Energiedistributiebedrijven hebben een belangrijke rol gekregen bij de Regulerende Energiebelasting (REB) en door het aanbieden van Groene Stroom welke door de overheid is vrijgesteld van REB. Zij innen de REB en sluiten deze gelden door naar de overheid. Voor duurzame elektriciteit, die door een energiedistributiebedrijf geleverd wordt, kan het distributiebedrijf afdracht van REB inhouden, voor zover dit de inkomsten niet overschrijdt en mits dit voordeel doorgegeven wordt aan de producenten van de duurzame elektriciteit (afdrachtkorting). Als het distributiebedrijf zelf de duurzame elektriciteit produceert kan een interessante marge ontstaan. Hierom wordt verondersteld dat distributiebedrijven een belangrijke rol zullen spelen ten aanzien van duurzame energieprojecten.

Op dit moment wordt Groene Stroom aangeboden voor een meerprijs van ongeveer 7 ct/kWh. De netto méerprijs voor een afnemer van Groene Stroom is 2 ct/kWh omdat geen REB betaald wordt. Nu wordt Groene Stroom vanuit een monopoliepositie aangeboden. Vanaf 2007 zijn kleinverbruikers niet meer verbonden aan één energiebedrijf en kan Groene Stroom bij verschillende energiebedrijven worden gekocht. Verwacht wordt dat dit zal leiden tot een lagere meerprijs voor Groene Stroom.

De REB gaat sterk omhoog tot meer dan 11 ct/kWh. Dat geeft een hogere elektriciteitsprijs dan de huidige prijs van Groene Stroom. De vraag naar Groene Stroom zal hierdoor sterk toenemen. Dit zal er toe leiden dat de prijs van Groene Stroom toeneemt. Verondersteld is dat bij een REB van 11 ct/kWh en continuering van het nihilstarief voor Groene Stroom in een concurrerende markt uiteindelijk de prijzen van Groene Stroom en gewone elektriciteit vrijwel gelijk aan elkaar zullen zijn.

De energiebedrijven kunnen de Groene Stroom inkomsten inzetten als een soort subsidie voor opties die niet rendabel zijn. Omdat sommige duurzame opties met minder dan 11,22 ct/kWh uit Groene Stroom al rendabel zijn (boven op REB-afdrachtkorting, EIA, VAMIL en groen beleggen), kan ook een deel van de Groene Stroom gelden gebruikt worden voor duurzame elektriciteitsopties die meer dan 11,22 ct/kWh nodig hebben om rendabel te worden.

In de berekeningen is verondersteld dat inkomsten uit Groene Stroom voor tenminste 80% aan duurzame energie voor de Nederlandse energievoorziening besteed zullen worden. De duurzame opties die het meest rendabel zijn krijgen het eerst een (kleine) Groene Stroom 'subsidie' welke voldoende is om de interne rentevoet tot een aantrekkelijk niveau te brengen. Daarna volgen andere duurzame elektriciteitsopties in volgorde van rentabiliteit (zie ook Figuur 4.2). De toedeling van Groene Stroom gelden naar duurzame elektriciteitsopties is weergegeven in Tabel 5.1. In lijn met de huidige bestedingen van Groene Stroom krijgt zon-PV een relatief grote financiële ondersteuning vanuit de Groene Stroom gelden. Opgemerkt wordt dat de veronderstelde toedeling van Groene Stroom gelden aan duurzame energieopties speculeert op voortzetting van het huidige patroon en dat dit een grote invloed heeft op de berekeningsresultaten.

---

<sup>9</sup> Opgemerkt wordt dat het ECN bij het berekenen van de toekomstige bijdrage van duurzame energie voor de distributiebedrijven niet uitgaat van volledige 'go-no go' beslissingen op basis van de IRV. De penetratie van een techniek begint als een optie op de gewenste IRV zit. De maximale mogelijk geachte penetratie van een techniek wordt bereikt bij 2 keer de gewenste IRV (zie Paragraaf 2.2).

Vele andere verdelingen van de Groene Stroom prikkels zijn ook mogelijk. Er bestaat de mogelijkheid dat vanuit commerciële overwegingen energiebedrijven vrijwel niet investeren in niet direct renderende opties.

Tabel 5.1 *Veronderstelde financiële ondersteuning per duurzame energieopties vanuit Groene Stroom [ct/kWh]*

	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Netgekoppelde PV	100	80	60	40
Offshore wind	13	11	9	7
Wind kust	7	5	5	3
Wind binnenland	9	7	7	5
Import windenergie	10	8	6	4
Biomassa klein	16	14	12	10
Biomassa groot	16	14	12	10

De hoogte van deze ‘subsidies’ per optie is bepaald door de mate waarin de opties hulp nodig hebben, om over de rentabiliteitsgrens heen te komen. Daarnaast spelen diversificatie- en imagooverwegingen een rol: het is strategisch interessant voor energiebedrijven om een goede marktpositie op te bouwen en ervaring op te doen met verschillende opties die in de toekomst van groot belang kunnen gaan worden en die het product Groene Stroom een extra milieuvriendelijk aspect kunnen geven.

### 5.3 Energieproductiebedrijven

Bij de energieproductiebedrijven gaat het nu doorgaans om elektriciteitsproductie met grotere vermogens. Op het gebied van duurzame energie is het bijstoken van hout in elektriciteitscentrales recent al populair geworden en in het buitenland zijn productiebedrijven actief op het gebied van waterkracht.

Het onderscheid in productiebedrijven, distributiebedrijven en handelsbedrijven zal door marktwerking vervagen en minder relevant worden.

Eigendomsverhoudingen van energieproductiebedrijven zullen als gevolg van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt veranderen. Productiebedrijven zullen hun beslissingen gaan nemen op basis van voor marktpartijen normale interne rentevoeten. Dit betekent dat met hogere IRV's zal worden gerekend dan in het verleden. Er is vanuit gegaan dat de gewenste IRV van productiebedrijven op eigen vermogen, net als bij de energiedistributiebedrijven 20% zal bedragen.

Opgemerkt wordt dat het niet meer alleen gaat om de Nederlandse productiebedrijven. Door de liberalisering van de elektriciteitsmarkten zullen buitenlandse producenten ook elektriciteit produceren en verhandelen.

### 5.4 Huishoudens: particuliere investeerders en consumenten

Huishoudens spelen verschillende rollen bij de implementatie van duurzame energie:

1. Doordat ze klant zijn bij energiebedrijven en voor Groene Stroom kunnen kiezen.
2. Doordat ze kunnen investeren in groenfondsen.
3. Doordat ze in hun woning duurzame energieopties kunnen (laten) aanbrengen.

Er is hier verondersteld dat huishoudens op grote schaal voor Groene Stroom zullen kiezen als de prijs van Groene Stroom gelijk of vrijwel gelijk is aan de prijs van gewone elektriciteit (met REB). Verder is verondersteld dat er in de toekomst ook ruime belangstelling is om in groenfondsen te investeren.

De beslissingen van huishoudens aangaande energiebesparingsmaatregelen of aangaande duurzame energie blijken niet terug te brengen tot één eenduidige gewenste interne rentevoet. Het blijkt dat sommige maatregelen die zich zelf met betrekking tot de energiekosten niet snel terugverdienen toch frequent worden uitgevoerd (dubbelglas voor bovenverdieping, zonneboiler), terwijl andere maatregelen met een vergelijkbare terugverdientijd nauwelijks een rol van betekenis krijgen. De oorzaak hiervan is dat veel maatregelen een meerwaarde hebben die niet of niet gemakkelijk in geld is uit te drukken. Aspecten zoals status, styling en comfort spelen een veel belangrijkere rol. Uit onderzoek blijkt dat met name zon-PV-systemen hoog scoren op het gebied van consumentvoorkeuren (VROM, 1999), de zonneboiler scoort beduidend lager en voor GFT-scheiding is het draagvlak minimaal. Ook passieve zonne-energie scoort goed, met name vanwege het comfortgehalte van de zongerichte woonkamer (veel licht, veel glas).

Bij het simuleren van de beslissingen door huishoudens in het SAVE-huishoudens model wordt de kosten-baten-verhouding van duurzame energieopties ten opzichte van alternatieven beschouwd. Hoe lager de kosten-baten-verhouding is, hoe sneller de techniek een marktaandeel krijgt. De drempelwaarde voor de kosten-baten-verhouding waarbij marktpenetratie begint, is gebaseerd op empirische gegevens en verschilt enigszins per techniek.

## 5.5 Bedrijven

Aangezien de inzet van duurzame energie voor de meeste bedrijven in de industrie meerkosten met zich meebrengt, is er vanuit gegaan dat deze groep slechts beperkt activiteiten op het gebied van duurzame energie zal ondernemen. Doordat de energieheffing voor grootverbruikers veel kleiner is dan voor kleinverbruikers, is de financiële prikkel om duurzame energie te gebruiken relatief klein. De inzet van goedkope biogene afvalstromen voor energieopwekking bij bedrijven zal continueren.

Bedrijven die zich richten op het maken van duurzame energietechnieken of het realiseren van duurzame energieprojecten mogen een groeiemarkt verwachten. De inzet van financiële instrumenten (verhoging REB) doet potentieel grote geldstromen beschikbaar komen om duurzame energie te realiseren. Er is in deze analyse uitgegaan van een actieve inzet van dergelijke bedrijven. Nieuwe soorten bedrijven worden verwacht welke zich (eventueel op basis van combinatie van bestaande bedrijven) bijvoorbeeld richten op het realiseren van offshore windenergie. Onderlinge concurrentie tussen hen zal ook van belang zijn.

## 5.6 Utiliteitssector en glastuinbouw

In de utiliteitssector en glastuinbouw (De Lange en Van Dril, 1998) zijn ook mogelijkheden voor duurzame energie. In de utiliteitssector gaat het bijvoorbeeld om elektrische warmtepompen, zonneboilers en koude- en warmteopslag en PV. Hier is verondersteld dat in de utiliteitssector beslissingen worden genomen op basis van een interne rentevoet van 30% omdat beslissingen aangaande warmte-opwekking geen core business vormen voor deze sector. Er is vanuit gegaan dat de utiliteitssector in de toekomst een toenemend aantal afnemers van Groene Stroom zal hebben.

## 5.7 Overheid (nationaal, Europees, provinciaal en gemeentes)

De overheid speelt zelf een belangrijke rol bij de implementatie van duurzame energie. De maatregelen van de overheid zijn onder drie thema's te rangschikken (Ministerie van Economische Zaken, 1997):

- Verbetering van de prijs-prestatieverhouding.
- Stimulering van de marktpenetratie.
- Aanpak van de bestuurlijke knelpunten.

Onderzoek, ontwikkeling en demonstratie van duurzame technieken is de sleutel tot het verbeteren van de prijs-prestatieverhouding. De Nederlandse overheid draagt daartoe bij via de uitvoering van meerjarige onderzoeksprogramma's op het gebied van o.a. windenergie, zonne-energie en biomassa, via het programma Economie-Ecologie-Technologie, financiering van onderzoek bij ECN en TNO en afspraken met energiesector en bedrijfsleven over afstemming en richting van onderzoeksprogramma's. De voor de modelberekeningen veronderstelde kostendalingen voor duurzame energieopties, welke in Bijlage B zijn gepresenteerd, zijn mede het gevolg van Nederlandse R&D-activiteiten.

De nationale overheid heeft een uitgebreid beleidsinstrumentarium ontwikkeld om de marktpenetratie van duurzame energie te bevorderen. Daarbij ligt de nadruk op het in beweging zetten van bedrijven en particulieren middels het fiscale instrumentarium (zie Paragraaf 4.2). Daarnaast heeft de overheid o.a. afspraken gemaakt over de activiteiten van energiebedrijven om duurzame energie te stimuleren (MAP 1997-2000) en de oprichting van het Projectbureau Duurzame Energie geïnitieerd. De overheid zou ook zelf een actieve rol kunnen spelen bij de realisering van duurzame energie. Bij grootschalige opties kan de overheid (of een overheidsgeleide instantie) bijvoorbeeld een tenderaanvraag doen uitgaan voor de bouw van grootschalige duurzame energieprojecten. De overheid kan ook een actieve rol spelen bij het realiseren van duurzame energieopties: windturbines langs snelwegen, PV op alle overheidsgebouwen, etc. Er zou met name een actieve rol weggelegd kunnen zijn voor Rijkswaterstaat en diensten die overheidsgebouwen beheren.

Bestuurlijke knelpunten spelen vooral bij de implementatie van windenergie. Provincies en gemeenten drukken hun stempel op bestemmingsplannen en de ruimte die daarin wordt gegeven voor duurzame energieopties, met name in het geval van windenergie. Momenteel hebben weinig gemeentes in Nederland een actief beleid ten aanzien van duurzame energie. De realisatie van windenergie- en biomassaprojecten ondervinden vaak hinder van langdurige planning- en bezwaarprocedures. De overheid heeft verschillende acties genomen om deze knelpunten te doen verminderen. Novem is onlangs begonnen om via het aanbieden van zogenaamde quick scans analyses te doen om gemeentes er op te wijzen wat de mogelijkheden zijn voor windenergie. Er is in deze studie verondersteld dat, onder andere onder invloed van de toenemende rentabiliteit en druk van hogere overheden, de implementatie van windenergie en biomassa minder wordt belemmerd.

Beleid in het buitenland en op Europees niveau kan ook belangrijke consequenties hebben voor de ontwikkelingen op het gebied van duurzame energie in Nederland. De consequenties kunnen stimulerend zijn voor Nederland als een actieve stimulering van onderzoek en marktpenetratie leidt tot leereffecten en kostenreducties. Daarentegen kunnen de consequenties ook negatief zijn als andere landen lastig haalbare doelstellingen krijgen voor duurzame energie waardoor weinig of geen potentieel resteert om naar Nederland te exporteren.

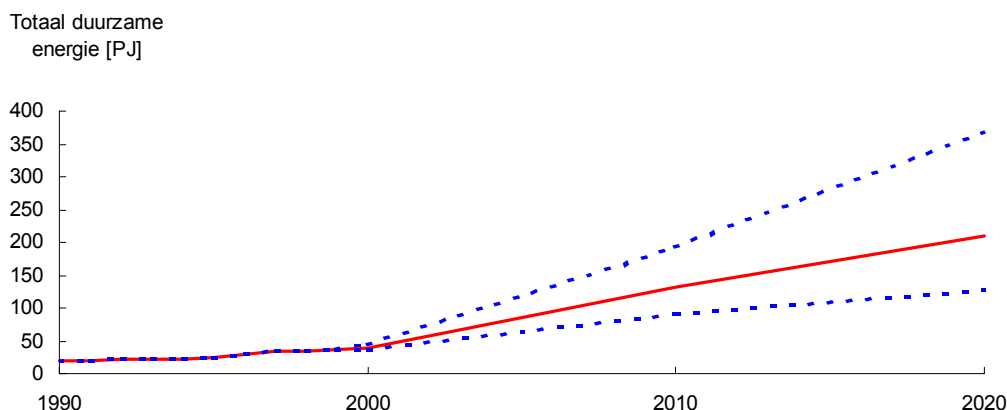
## 6. BEREKENINGSRESULTATEN VOOR DUURZAME ENERGIE TOT 2020

### 6.1 Resultaten op hoofdlijnen

Modelberekeningen zijn uitgevoerd teneinde de bijdrage van duurzame energie te bepalen. Daarbij zijn de karakteristieken van duurzame energieopties gehanteerd zoals beschreven in Bijlage B. Energievraag en economische structuur zijn ontleend aan het EC-scenario maar de energieprijzen van het EC-scenario zijn naar beneden bijgesteld (zie Hoofdstuk 4). Verder is het huidige beleidsinstrumentarium gehanteerd inclusief een forse verhoging van de REB (zie ook Hoofdstuk 4). Tenslotte is noch een verplicht minimaal aandeel duurzame energie verondersteld, noch de mogelijkheid van internationaal verhandelbare groencertificaten.

#### *Totale bijdrage duurzame energie*

In Figuur 6.1 wordt de berekende hoeveelheid duurzame energie, uitgedrukt in bespaarde fossiele brandstof, aangegeven over de periode 1990 tot 2020. De doorgetrokken lijn geeft de hoeveelheid duurzame energie volgens de beste schatting. De twee stippellijnen geven de lage en hoge schatting. Alle lijnen gaan in de tijd omhoog; dit wijst op een solide verwachting dat de bijdrage van duurzame energie zal toenemen.



Figuur 6.1 *Bijdrage van duurzame energie tussen 1990 en 2020 bij ongewijzigd beleid: hoge schatting, verwachte waarde en lage schatting. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie*

De best guess schatting komt, volgens de nieuwe berekeningswijze, uit op 133 PJ duurzame energie in 2010 en 209 PJ in 2020. Het verwachte aandeel duurzame energie komt daarmee op 5,4% van het totale energieverbruik in 2020 (zie ook Tabel 6.1). Uitgaande van de oude berekeningswijze komt dit overeen met 7,0% duurzame energie. Daarmee wordt de doelstelling van 10% dus niet gehaald. Figuur 6.1 toont verder een grote range tussen de lage en hoge schatting; in 2020 loopt de range van 127 tot 368 PJ. De onderstaande Tabel 6.1 geeft verder nadere informatie over de aandelen van duurzame energie volgens de twee manieren van berekenen.

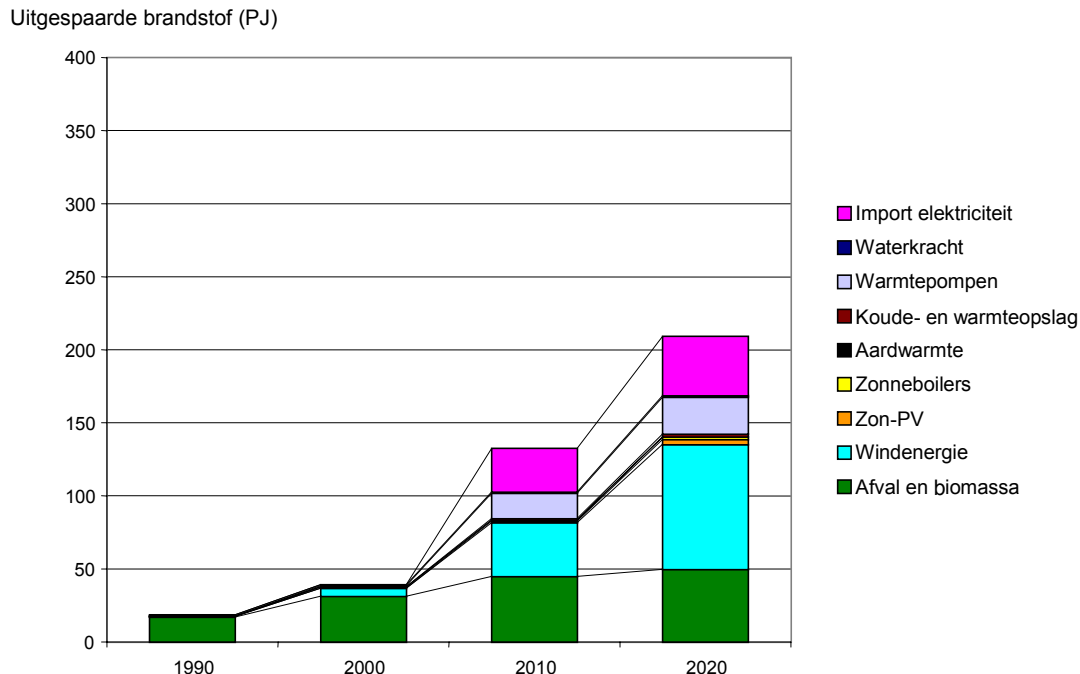


Tabel 6.1 *De berekende bijdrage van duurzame energie in 2010 en 2020 voor lage schatting, best guess en hoge schatting; berekend volgens nieuwe en oude berekeningswijze*

	2010			2020		
	laag	best	hoog	laag	best	hoog
<i>Volgens nieuwe definitie</i>						
PJ	90	133	194	127	209	368
% van het scenario TVB	2,5	3,7	5,6	3,2	5,4	9,8
<i>Volgens oude definitie</i>						
PJ	135	180	245	179	268	439
% van het scenario TVB	3,7	5,0	7,1	4,5	7,0	11,7

### Resultaten voor de best guess

In Figuur 6.2 en Tabel 6.2 zijn per duurzame energieoptie de bijdrages aan uitgespaarde fossiele energie weergegeven. Hieruit kan worden opgemaakt dat de grootste duurzame energiebijdrages voor rekening komen van afval en biomassa, windenergie, import van elektriciteit en warmtepompen. Een sterke groei is geprojecteerd voor windenergie. Deze groei wordt veroorzaakt door de hoge rentabiliteit die een gevolg is van de Groene Stroom regeling in combinatie met de voorgenomen verhoging van de REB en de verwachte daling van de productiekosten van windenergie. Daarnaast is aangenomen dat problemen vanuit bestuurlijke weerstanden en verguningsverlening zullen afnemen. De groei van windenergie vindt zowel op land als op zee plaats. In 2020 betreft het 2200 MW windenergie op land (waarvan 70% op binnenlandlocaties) en 2600 MW op zee. Opgemerkt wordt dat het plaatsingstempo van windenergie vier keer hoger moet worden dan het huidige tempo om deze hoeveelheid windenergie op land te realiseren. De groei in warmtepompen komt vooral voor rekening van systemen in de utiliteitssector. De rol van warmtepompen in de huishoudens blijft slechts beperkt. De resultaten wijzen op een groei in warmtepompen die sterker is tussen 2000 en 2010 dan tussen 2010 en 2020.



Figuur 6.2 *Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) in de 'best guess' berekeningen voor de periode 1990-2020. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie*

Ook de groei van import van elektriciteit is sterker in de tien jaar tussen 2000 en 2010 dan de volgende tien jaar. Vanaf het moment dat de geplande kabel voor import van waterkracht uit Noorwegen gerealiseerd is, geeft import van duurzame elektriciteit een aanzienlijke bijdrage. Na 2010 neemt de import van duurzaam geproduceerde elektriciteit nog verder toe door import van windenergie. De bijdrage van zon-PV systemen neemt toe tot 3,5 PJ uitgespaarde fossiele energie in 2020. Dit is vooral een gevolg van de hoge Groene Stroom bijdrage die voor zon-PV is verondersteld. De bijdrages van de duurzame energieopties zonneboiler, koude- en warmteopslag en waterkracht in 2020 bedragen 2 PJ of minder. Aardwarmte geeft in het geheel geen bijdrage.

Tabel 6.2 *Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) in de 'best guess' berekeningen voor de periode 1990-2020*

	1990	2000	2010	2020
Afval en biomassa	17	31	45	50
Windenergie	0,5	5,5	37	86
Zon-PV	0,0	0,0	1,0	3,5
Zonneboilers	0,1	0,7	0,7	1,8
Aardwarmte	0,0	0,0	0,0	0,0
Koude- en warmteopslag	0,0	0,3	1,1	2,0
Warmtepompen	0,0	0,6	17	25
Waterkracht	0,8	0,7	1,0	1,1
Import elektriciteit	0,0	0,0	30	40
Totaal	19	39	133	209

De hoeveelheid elektriciteit die met duurzame bronnen wordt opgewekt is fors. Het zal in 2020 gaan om een hoeveelheid die overeenkomt met ruim 45% van het verwachte elektriciteitsverbruik van huishoudens. Dit betekent ook dat een fors deel van de kleinverbruikers Groene Stroom zal afnemen.

## 6.2 Vergelijking met resultaten eerdere berekeningen

In verschillende studies zijn inschattingen gemaakt van de rol van duurzame energie. Het betreft onder andere de Nationale Energie Verkenningen 1995-2020 (Kroon, 1998a), inschattingen voor het Altener programma van de Europese Commissie (ESD, 1996) en een recente studie van het Centrum voor Energiebesparing en Schone Technologie (CE, 1998) in opdracht van Novem. Daarnaast zijn door het ECN eerder inschattingen gemaakt in analyses ten behoeve van de Derde Energienota (Hilten, 1996) en in analyses voor de Vervolgnota Energiebesparing (Kroon, 1998b). Hier wordt een vergelijking gepresenteerd met twee eerdere scenarioanalyses: de analyse ten behoeve van de Derde Energienota en het EC-scenario uit de Nationale Energie Verkenningen.

Vergelijking van de resultaten is niet eenvoudig vanwege verschillen in scope en uitgangspunten. Voor het verklaren van verschillen is het daarom van belang om ook de veronderstellingen te beschouwen omtrent bijvoorbeeld kosten- en marktontwikkelingen, energieprijzen en (overheids-)stimulering.

In Tabel 6.3 is de inzet per duurzame energieoptie weergegeven volgens de best guess uit deze studie, (de voorbeeldinvulling van) de Derde Energienota en volgens het originele EC-scenario. De bijdrage van duurzame energiebronnen is zowel weergegeven conform de oude als de nieuwe berekeningswijze (Protocol Monitoring Duurzame Energie). De oude berekeningswijze resulteert in een bijdrage van duurzame energie die voor het totaal ongeveer 60 PJ hoger is dan volgens de nieuwe berekeningswijze. Het verschil zit vooral bij de warmtepompen (ruim 30 PJ), afval en biomassa (17 tot 20 PJ) en windenergie (3 tot 12 PJ).

De in de best guess berekende bijdrage van duurzame energie komt iets lager uit dan de 10% voorbeeldinvulling van de Derde Energienota en is aanmerkelijk hoger dan in het originele EC-scenario. Opgemerkt wordt dat er aanzienlijke verschillen in analyse-opzet en uitgangspunten bestaan tussen de best guess studie en de voorbeelduitwerking van de Derde Energienota. Bij de Derde Energienota ging het om een voorbeelduitwerking die is afgeleid van enkele schetsmatige analyses (van Hilten, 1996). Daarnaast zijn er verschillen aangaande veronderstelde energieprijzen en energiebeleid, kosten van energietechnieken en veronderstelde potentiëlen

Tabel 6.3 *Bijdrage van duurzame energieopties in 2020 volgens de best guess van deze studie, de Derde Energienota en volgens het EC-scenario, op basis van de oude berekeningswijze en de nieuwe berekeningswijze conform het Protocol Monitoring Duurzame Energie*

<i>Berekeningswijze</i>	Deze studie				Originele	
	Best guess		Derde Energienota		EC-scenario	
	<i>oud</i>	<i>nieuw</i>	<i>oud</i>	<i>nieuw</i>	<i>oud</i>	<i>nieuw</i>
Afval en biomassa	67	50	120	100	72	55
Windenergie	98	86	45	40	30	27
Zon-PV	4	4	10	9	5	4
Zonneboilers	1	2	10	12	5	6
Aardwarmte	0	0	2	2	0	0
Koude- en warmteopslag	2	2	15	15	3	3
Warmtepompen	51 <sup>a</sup>	25	65	29	34 <sup>a</sup>	1
Waterkracht	1	1	3	3	2	2
Import elektriciteit	44	40	18	16	28	25
<b>Totaal</b>	<b>268</b>	<b>209</b>	<b>288</b>	<b>226</b>	<b>179</b>	<b>123</b>

<sup>a</sup> Een bijdrage van industriële warmtepompen met een omvang van 33 PJ is hierin verondersteld; dit is identiek aan de bijdrage voor de Derde Energienota.

De nieuwe elementen die in deze studie zijn meegenomen leiden tezamen tot een 2 procentpunten grotere rol voor duurzame energie dan in het originele EC-scenario. Dit is het *netto effect* van ontwikkelingen die de rol van duurzame energie remmen en ontwikkelingen die de rol van duurzame energie bevorderen.

Bij de remmende ontwikkelingen en inzichten gaat het om:

- De hogere rendementseisen die worden nagestreefd door energiebedrijven als gevolg van liberalisering van energiemarkten dan verondersteld in het originele EC-scenario.
- De lagere prijzen voor fossiele energiedragers die nu worden voorzien.
- Het kleinere potentieel dat wordt verwacht voor sommige duurzame energieopties (verschillende afvalopties) en de hogere kosten die nu worden verwacht voor sommige duurzame energieopties (bijvoorbeeld zonneboilers).

De volgende recente ontwikkelingen en inzichten zijn bevorderend voor duurzame energie:

- De krachtiger stimulerende inzet van beleidsinstrumenten dan verondersteld in het originele EC-scenario. Met name de verhoging van de REB-vrijstelling voor Groene Stroom gekoppeld met de REB-verhoging leiden tot meer duurzame elektriciteit.
- De lagere kosten en hogere opbrengsten voor sommige duurzame energieopties die nu verwacht worden (vooral bij windenergie). Dit is mede een gevolg van stimulerend beleid in het buitenland.
- Het expliciet meenemen van extra import van duurzame elektriciteit als een optie.

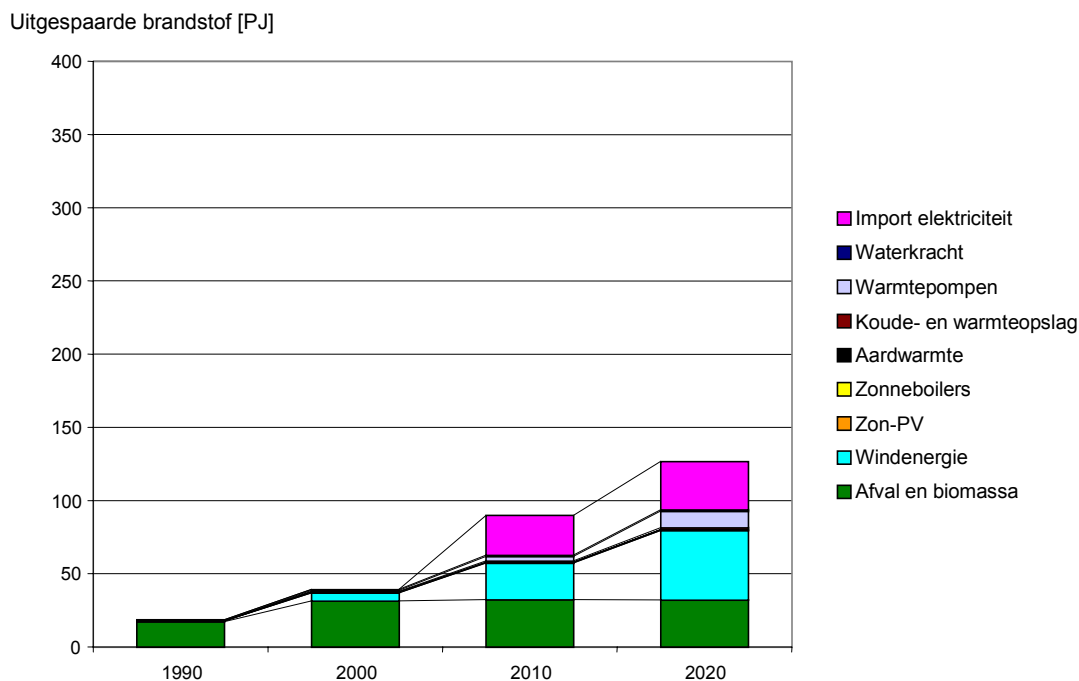
De verschillen per duurzame energieoptie tussen de resultaten van deze studie en het EC-scenario komen nader aan de orde in Paragraaf 6.3.

## 6.3 Resultaten voor afzonderlijke duurzame energieopties

### Resultaten voor de lage schatting

Figuur 6.3 geeft de resultaten per duurzame energieoptie voor de lage schatting. Voor een deel van de duurzame energieopties is het verschil met de best guess kleiner dan 20%. Dit geldt bijvoorbeeld voor afval, import van elektriciteit en waterkracht. De beperkte gevoeligheid van deze opties is deels een gevolg van de beperkte mogelijkheden om te beïnvloeden (waterkracht) of vanwege het feit dat een zekere minimum bijdrage is te verwachten (bij afval en import van waterkracht uit Noorwegen).

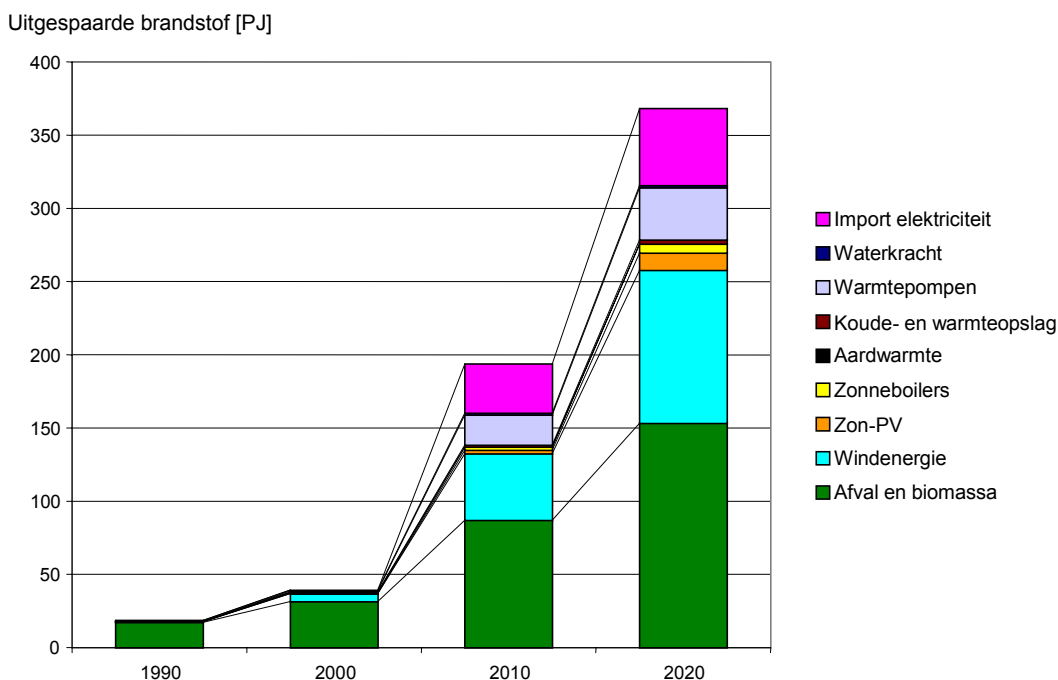
De andere duurzame energieopties komen wel op aanmerkelijk lagere bijdragen als gevolg van lagere fossiele energieprijzen en hoger kosten voor duurzame energietechnieken. De bijdrage van windenergie is 45% lager dan in de berekeningen voor de best guess. De bijdrage van zon-PV is in de lage schatting onbeduidend. De bijdrage van zonneboilers is ongeveer 40% van de bijdrage in de best guess berekening en de bijdrage van warmtepompen komt 50% lager uit.



Figuur 6.3 Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) in de berekeningen voor een lage schatting van duurzame energie. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie

### Resultaten voor de hoge schatting

De hoge schatting leidt bij een groot deel van de duurzame energieopties tot een grotere bijdrage dan in de best guess (zie Figuur 6.4). De bijdrage van windenergie neemt bijvoorbeeld toe van 86 PJ tot ruim 104 PJ. Daarmee loopt windenergie tegen de veronderstelde bovengrens. De bijdrage van zon-PV is ruim 3 keer zo groot dan de bijdrage in best guess berekening en komt daarmee ook tegen de veronderstelde bovengrens.



Figuur 6.4 *Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) in de berekeningen leidend tot een optimistische schatting voor duurzame energie. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie*

Figuur 6.4 laat verder zien dat de bijdrage van afval/biomassa meer dan drie keer groter is dan volgens de best guess. Dit verschil komt vooral voor rekening van geïmporteerde biomassa en biomassa uit energieteelt die in biomassavergasser STEG-centrales wordt omgezet in elektriciteit. De bijdrage van warmtepompen is ook het dubbele van de bijdrage in de berekeningen voor de best guess. Het aantal zonneboilers is zelfs ruim drie keer zo groot als de best guess hoewel bij deze duurzame energieoptie de totale bijdrage beperkt blijft tot zo'n 6 PJ uitgespaarde fossiele brandstoffen.

#### Resultaten voor 2020

De resultaten per duurzame energieoptie in 2020 voor de best guess en de lage en hoge schatting zijn in Tabel 6.4 bij elkaar gezet. De resultaten voor de afzonderlijke duurzame energieopties worden hieronder toegelicht.

Tabel 6.4 *Bijdrage van duurzame energiebronnen in 2020 volgens lage schatting, best guess en hoge schatting, berekend volgens nieuwe berekeningswijze [PJ]*

	Lage schatting	Best guess	Hoge schatting
Afval en biomassa	32	50	153
Windenergie	47	86	104
Zon-PV	0,1	3,5	12
Zonneboilers	0,7	1,8	6,2
Aardwarmte	0,0	0,0	0,0
Koude- en warmteopslag	1,3	2,0	2,8
Warmtepompen	11,4	25	36
Waterkracht	0,9	1,1	1,4
Import elektriciteit	33	40	52
Totaal	127	209	368

- De bijdrage van afval/biomassa in 2020 zal tussen 30 en 150 PJ liggen met een best guess die uitkomt op 50 PJ. De ‘best guess’ bijdrage is daarmee iets lager dan in het originele EC-scenario. In alle berekeningen zit een basishoeveelheid die vooral gebaseerd is op afval. Deze basishoeveelheid is iets kleiner dan in eerdere inschattingen voor de Nationale Energieverkenningen. Oorzaak hiervan is dat de verwachtingen met betrekking tot het potentieel van een aantal (goedkope) afvalstromen op grond van recente inzichten naar beneden moesten worden bijgesteld. Het doorsluizen van REB-gelden voor een deel van de elektriciteit van afvalverbrandingsinstallaties zal vermoedelijk slechts een bescheiden effect hebben op de productie van elektriciteit van dit type installaties. Indien een koppeling gelegd wordt tussen de REB-afdrachtkorting en het convenant met de sector is er wel sprake van een significant positief effect. De bijdrage via BV-STEG-installaties blijkt sterk afhankelijk van de aannames aangaande de prijs van biomassa. In de best guess is in 2020 250 MW BV-STEG operationeel; de duurzame energie bijdrage hiervan is 11 PJ. De hoge schatting komt uit op een BV-STEG vermogen van 2400 MW in 2020 cq 100 PJ duurzame energie. Overigens worden de resultaten voor de BV-STEG mede bepaald door de veronderstelde verdeling van de Groene Stroom over de duurzame energieopties (zie Tabel 5.1). De bijdrage is hoog in vergelijking met windenergie maar laag in vergelijking met de bijdrage voor zon-PV. Als de Groene Stroom ‘subsidie’ voor biomassa hoger wordt gesteld neemt de bijdrage hiervan toe. Omschakeling naar voertuigen, die volledig worden voortgedreven door alternatieve brandstoffen geproduceerd uit biomassa, is nog niet rendabel.
- De berekeningen in deze studie komen uit op een grote rol voor *windenergie*, tussen de 50 en 100 PJ. Daarmee kan windenergie de grootste duurzame energieoptie worden en volgt Nederland ontwikkelingen die in Duitsland en Denemarken al plaatsvinden. De bijdrage van windenergie is hoger dan in het originele EC scenario. De oorzaken hiervan zijn de veronderstelde kostendaling voor windturbines, de hogere verwachtingen aangaande energieopbrengsten en het sterk stimulerend instrumentarium. Als het huidig beleid wordt voortgezet wordt windenergie een zeer rendabele business. Groene Stroom draagt bij aan de rentabiliteit van windenergie en zorgt voor een aantrekkelijke terugverdientijd. Opgemerkt moet worden dat in de scenarioberekeningen is uitgegaan van een groot windenergiepotentieel op land waarbij is verondersteld dat vergunningsprocedures voor windturbines in de toekomst gemakkelijker zullen verlopen deels als gevolg van de toegenomen rentabiliteit. Het huidige plaatsingstempo voor wind op land is een factor vier lager dan het plaatsingstempo dat nodig is om de berekende hoeveelheid windenergie te realiseren.
- *Zon-PV* geeft een bescheiden bijdrage in de best guess met 580 MW netgekoppelde PV-systemen. De hoge schatting komt uit op bijna 2000 MW in 2020; daarmee is het veronderstelde maximum potentieel in 2020 bereikt. Opgemerkt wordt dat de invloed van de veronderstelde verdeling van de Groene Stroomgelden van grote invloed is op dit resultaat.
- De bijdrage van *zonneboilers* kent een grote range, de minimale bijdrage is 0,7 PJ en de maximale bijdrage is 6 PJ. Van thermische zonne-energie wordt nu een lagere bijdrage voorzien dan in het originele EC-scenario. De belangrijkste oorzaak hiervan is dat de eerder verwachte sterke kostendaling bij zonneboilers niet lijkt op te treden. Daarnaast zal door het stoppen van de MAP-activiteiten door de energiebedrijven de penetratie van zonneboilers vanaf 2000 gaan stokken. Hierdoor zijn zonneboilers niet voor een groot publiek aantrekkelijk. Penetratie vindt dan alleen nog bij specifiek geïnteresseerden en in marktniches plaats. Doordat verondersteld is dat de EPN niet wordt aangescherpt is de zonneboiler ook niet noodzakelijk om deze norm te bereiken.
- De bijdrage van *aardwarmte* is in alle berekeningen 0 PJ. Deze optie lijkt bij de gehanteerde scenarioveronderstellingen te duur om een rol te spelen.

- *Koude- en warmteopslag* geeft in 2020 een bijdrage tussen 1,3 en 2,8 PJ vermeden fossiele energie. Daarmee blijft de omvang achter bij doelstellingen.
- De bijdrage van *warmtepompen* is met 25 PJ in 2020 in de huidige berekeningen een belangrijke duurzame optie. De grotere rol dan in het originele EC-scenario wordt vrijwel uitsluitend veroorzaakt door meer elektrische warmtepompen in de utiliteitssector. Dit is vooral een gevolg van de sterk verschillende verhouding tussen de gas en elektriciteitsprijs. In het originele EC scenario had gas een relatief lage prijs ten opzichte van elektriciteit terwijl bij de huidige berekeningen elektriciteit juist een relatief lage prijs heeft.
- Nederland heeft een klein *waterkracht* potentieel. De berekende bijdrage van waterkracht geeft een range van 0,9 tot 1,4 PJ uitgespaarde fossiele brandstof in 2020.
- *Import van duurzame elektriciteit* geeft een bijdrage tussen 33 en 52 PJ. Een minimum bijdrage van import van waterkracht van ongeveer 25 PJ lijkt verzekerd door het contract voor import van waterkracht uit Noorwegen. Daarboven wordt windenergie geïmporteerd uit Schotland en Noorwegen. De berekende range voor import van windenergie is 8 tot 27 PJ. Opgemerkt wordt dat indien een andere, ruimere, benadering voor import van duurzame elektriciteit zou zijn gekozen, de bijdrage van import van duurzame elektriciteit ook veel groter zou kunnen zijn. In verband met grote onzekerheden met betrekking tot vraag en aanbod voor duurzame elektriciteit in het buitenland is hier gekozen voor een aanpak met restricties omtrent import van duurzame elektriciteit naar Nederland.

#### 6.4 Kosten duurzame energie en kosten voor de overheid

De kosten van energie uit duurzame energiebronnen zijn voor veel opties hoger dan de kosten van energie uit fossiele energiebronnen. Ondanks deze hogere kosten maar dankzij het overheidsbeleid zal de hoeveelheid duurzame energie, volgens de scenarioberekeningen, fors toenemen. In deze paragraaf is aangegeven wat de factor meerkosten zijn van de berekende hoeveelheid duurzame energie in 2010 en 2020. Bij de factorkosten gaat het om de kosten van productiefactoren. Subsidies, heffingen en distributiekosten worden hierbij buiten beschouwing gelaten.

De factor meerkosten zijn berekend voor individuele duurzame energieopties en vervolgens opgeteld teneinde de totale factor meerkosten te bepalen. Kosten worden in verschillende jaren gemaakt. Teneinde een beeld te geven van de kosten in één jaar moeten kosten die in verschillende jaren worden gemaakt bij elkaar worden opgeteld door gebruik te maken van een discontovoet. De meerkosten zijn berekend op basis van verschillende rentevoeten: 5%, 8% en 11,6%, zie Tabel 6.5. De 5% rentevoet wordt veel gebruikt bij het berekenen van de maatschappelijke kosten. De 11,6% rentevoet komt overeen met de door bedrijven gewenste rentevoet van duurzame energie-investeringen zoals in de modelberekeningen gehanteerd.

Ter illustratie is hier weergegeven hoe de factor meerkosten zijn berekend voor één voorbeeld optie, namelijk windenergie op binnenlandlocaties en bij een rentevoet van 5%. De meerkosten per kilowattuur van deze windturbines nemen af van 6,4 cent in 2000 tot 3,2 cent in 2020 door dalende investeringskosten en toenemende jaaropbrengsten (zie Bijlage B voor de aannames over investeringskosten van duurzame energieopties). De gemiddelde meerkosten van alle in 2020 in bedrijf zijnde windturbines op binnenlandlocaties bedragen 4,2 ct/kWh. In 2020 wordt ruim 2400 GWh opgewekt met windturbines op binnenlandlocaties. De factor meerkosten lopen dus op tot een bedrag van 100 miljoen gulden. De factor meerkosten zijn voor een aantal duurzame elektriciteitsopties weergegeven in Bijlage C.

Tabel 6.5 *Jaarlijkse meerkosten van duurzame energie voor de best guess in 2010 en 2020, bij verschillende discontovoeten uitgedrukt in miljarden gulden (prijspeil 1998)*

	Discontovoet 5%	Discontovoet 8%	Discontovoet 11,6%
Kosten in 2010	0,66	0,84	1,1
Kosten in 2020	1,2	1,6	2,1

De totale factor meerkosten van de duurzame energie in de best guess tellen bij een 5% discontovoet op tot  $f$  1,2 miljard in het jaar 2020. Uitgaande van 11,6% rentevoet bedragen de factor meerkosten 2,1 miljard in 2020. De kosten hebben een in de tijd geleidelijk toenemend verloop tot 2020. Ruwweg tweederde van de kosten komt voor rekening van duurzame elektriciteit. Daarbij geeft wind op zee de grootste kostenpost ( $f$  0,5 miljard). Deze meerkosten kunnen in perspectief worden geplaatst via een vergelijking met de totale kosten van de Nederlandse energievoorziening. De totale kosten van import, productie, conversie en distributie van energiedragers zijn voor het EC-scenario ruwweg becijferd op 40 miljard gulden in 2020. Uitgedrukt per eenheid uitgespaarde fossiele energie zijn de meerkosten 6  $f$ /GJ.

De totale investeringen in duurzame energietechnieken gedurende de tijdsperiode 2000-2020 zijn aanzienlijk. De cumulatieve investeringen in windenergie en PV-systemen bedragen in de 'best guess' berekening bijvoorbeeld respectievelijk  $f$  11 en  $f$  3 miljard.

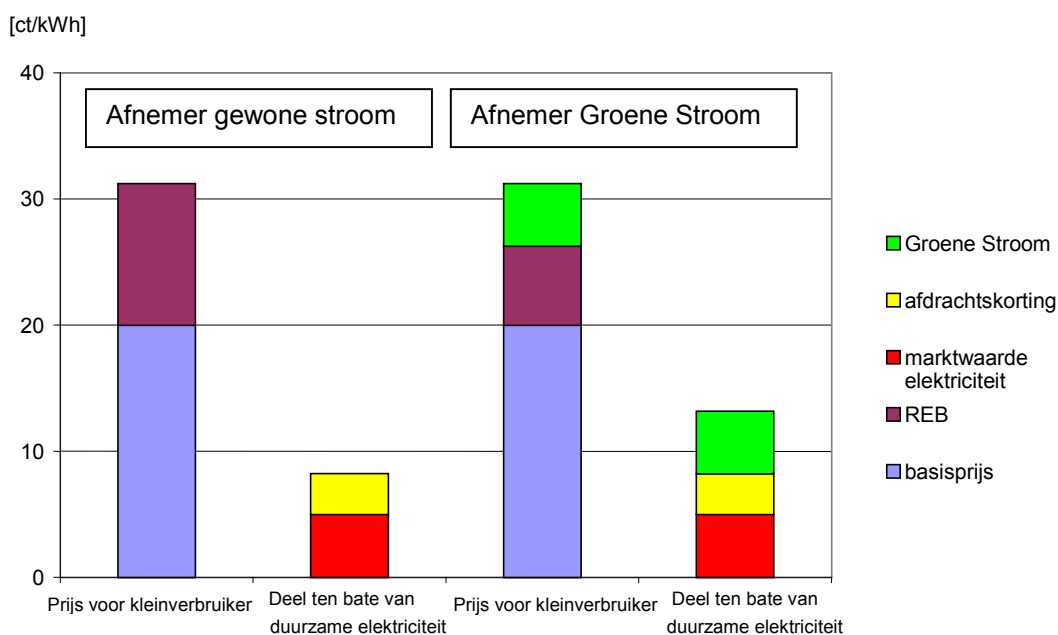
De toename van duurzame energie leidt ook tot een verschuiving van uitgaven en inkomsten voor de overheid. De totale overheidskosten per jaar bedragen 1,4 miljard gulden in 2010 en 2,6 miljard gulden in 2020. Ten eerste gaat het daarbij om de effecten op de REB-inkomsten. Al met al leidt de inzet van duurzame energie zoals in de best guess, via afdrachtkorting en nihil-tarief voor Groene Stroom, tot 2,4 miljard gulden lagere REB-inkomsten voor de overheid in 2020. Daarmee zullen de REB-inkomsten voor de overheid uit de heffing op elektriciteit ongeveer gehalveerd worden. Ook de fiscale lastenverlichting via EIA en VAMIL hebben gevolgen voor de overheidsfinanciën. Deze leiden er toe dat de belastinginkomsten voor de overheid in 2020 nog eens 0,2 miljard gulden lager zijn. De gedeerde inkomsten plus de subsidieverstrekking gaat de meerkosten van duurzame energie te boven. Dit laatste wordt veroorzaakt doordat investeren en handel in duurzame energie veelal winst genereert dankzij het ondersteunend financiële beleidsinstrumentarium.

## 6.5 Gevoeligheidsanalyse met beperkte REB-vrijstelling voor Groene Stroom

Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken is een scenariovariant doorgerekend waarbij afnemers van Groene Stroom niet langer een volledige vrijstelling van de REB krijgen maar slechts een heffingskorting van 4,95 ct/kWh. Dit bedrag komt overeen met de huidige REB en REB-vrijstelling voor Groene Stroomafnemers.

Bij deze variant zal een afnemer van Groene Stroom (boven op de basisprijs van elektriciteit) 6,27 ct/kWh REB betalen plus ongeveer 5 ct/kWh voor Groene Stroom, zie Figuur 6.5. Al met al komt dan 13 tot 14 ct/kWh ten bate van duurzame elektriciteit in plaats van ongeveer 20 ct/kWh als de REB-vrijstelling voor afnemers van Groene Stroom niet is beperkt.





Figuur 6.5 *Opbouw van de elektriciteitsprijs van een kleinverbruiker*

Figuur 6.5 laat de opbouw van de elektriciteitsprijs van een kleinverbruiker zien, die gewone stroom afneemt en een afnemer die Groene Stroom afneemt en de delen die ten bate komen aan duurzame elektriciteit voor de scenariovariant met beperkte REB-vrijstelling voor Groene Stroom.

Als gevolg van deze opzet zullen de totale Groene Stroomgelden veel lager uitvallen. Daardoor zijn minder Groene Stroomgelden beschikbaar voor de financiële ondersteuning van duurzame energieopties. Verondersteld is dat over de hele linie de financiële ondersteuning vanuit Groene Stroom gelden verminderd worden (zie Tabel 6.6 en vergelijk met Tabel 5.1).

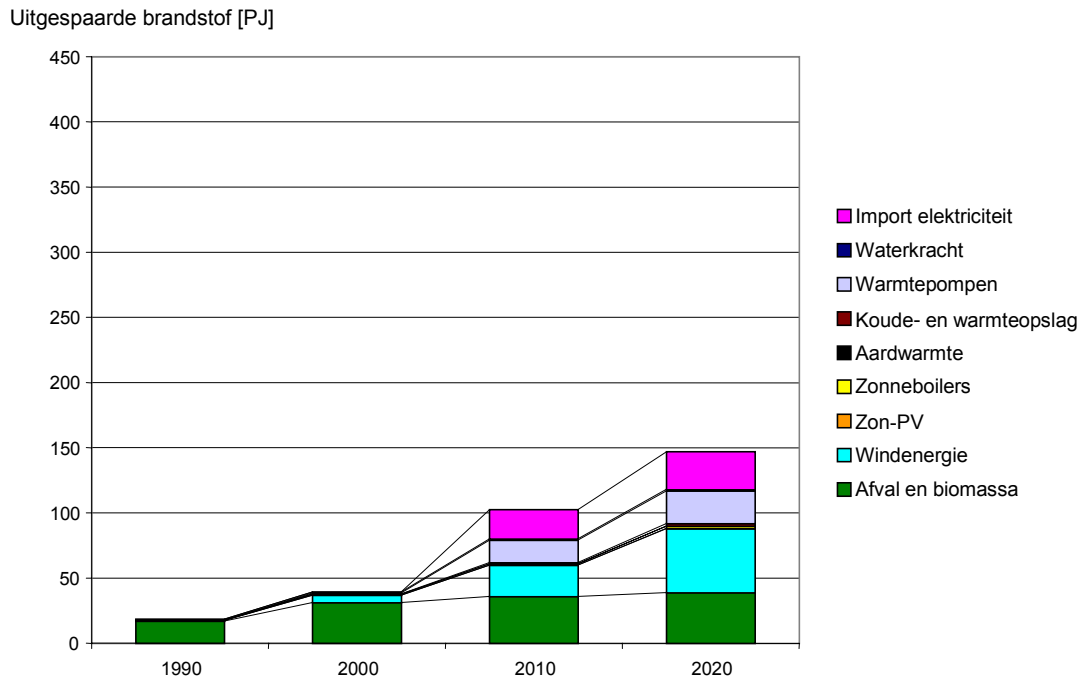
Tabel 6.6 *Veronderstelde financiële ondersteuning per duurzame energieopties [ct/kWh] vanuit Groene Stroom in de scenariovariant met beperkt REB-vrijstelling voor Groene Stroom*

	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Netgekoppelde PV	80	60	40	20
Offshore wind	10	8	6	4
Wind kust	5	3	3	1
Wind binnenland	7	5	5	3
Import windenergie	5	4	4	4
Biomassa klein	10	8	6	6
Biomassa groot	10	8	6	6

In lijn met de verwachting komt de bijdrage van duurzame energie in deze scenariovariant lager uit dan in de best guess. Er is nu sprake van 147 PJ in 2020 ofwel 3,8% van het TVB. De bijdrage is vooral lager bij windenergie (offshore), biomassa gestookte elektriciteitsopwekking, zon-PV en import van windenergie uit het buitenland (zie Figuur 6.6 en vergelijk met Figuur 6.2).

De factor meerkosten van deze variant bedragen bij een rentevoet van 5% *f* 0,7 miljard en zijn daarmee *f* 0,5 miljard lager dan in de best guess.

De grootste verschillen in vergelijking met de best guess treden op in het kostenplaatje voor de overheid dat uitkomt op een kleine  $f$  0,8 miljard. De doorgesluisde REB-gelden bedragen nu een kwart miljard gulden en de Groene Stroomgelden bedragen  $f$  0,4 miljard (1,4 miljard minder dan in de best guess). De fiscale ruimte via EIA en VAMIL is een kleine  $f$  100 miljoen. Al met al geeft deze scenariovariant dus een kleine 2 miljard gulden minder kosten voor de overheid dan de best guess.



Figuur 6.6 *Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) in de scenariovariant met beperkte REB-vrijstelling voor Groene Stroom. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie*

## 7. SCENARIOVARIANT OM 10% DUURZAAM TE HALEN

### 7.1 Inleiding

De berekeningsresultaten wijzen erop dat de 10% doelstelling voor duurzame energie in 2020 waarschijnlijk niet gehaald zal worden met het huidige beleid, de beste schatting blijft steken op een aandeel van 7% van het TVB. Alleen als de energieprijzen zullen stijgen en vooral als de kosten van duurzame energietechnieken zeer voorspoedig zullen ontwikkelen, wordt de 10% doelstelling gehaald.

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de mogelijkheden om toch de 10% doelstelling uit de Derde Energienota te halen en welke consequenties dit heeft. De 10% doelstelling is hierbij vertaald naar 385 PJ duurzame energie in 2020 *volgens de oude berekeningswijze*. De hoeveelheid duurzame energie volgens de nieuwe berekeningswijze is dan kleiner dan 10%. 10% duurzame energie in 2020 volgens de nieuwe berekeningswijze zou echter een beleidsaanscherping betekenen omdat de nieuwe berekeningswijze een aantal duurzame energieopties niet of in mindere mate meetelt dan de oude berekeningswijze (zie ook Paragraaf 2.1).

In deze Paragraaf 7.1 wordt aangegeven via welke typen beleidsinstrumenten het aandeel van duurzame energie vergroot kan worden. In Paragraaf 7.2 wordt een beleidspakket gepresenteerd waarbij via één van de hoofdlijnen (overreding, meer financiële prikkels) op 10% duurzame energie in 2020 wordt gemikt. De berekende effecten van dit beleidspakket zijn gegeven in Paragraaf 7.3. In Paragrafen 7.4 en 7.5 wordt ingegaan op een tweetal aanvullende vragen van het Ministerie van EZ. Paragraaf 7.4 gaat in op de kosten van 5% duurzame energie in het jaar 2010. Paragraaf 7.5 geeft een inschatting hoe de resultaten van deze studie zouden uitpakken voor het Global Competition scenario.

Globaal bezien zijn er een tweetal benaderingen om tot 10% te komen:

- Dwang. Dit kan via een verplichtstelling van duurzame energie.
- Overreding. Dit kan door financiële en/of gedragsmatige beïnvloeding.

#### *Dwang of verplichting*

Hierbij worden de verbruikers van energie verplicht een bepaald deel van de energie die zij afnemen van duurzame energie afkomstig te laten zijn.

Een verplichtstelling zal naar verwachting leiden tot een actieve opstelling van de distributiebeprijven richting het realiseren van duurzame warmte bij hun eigen klanten (zon-thermisch, warmtepompen en koude- en warmteopslag), inkoop van wind op land en wind op zee (liefst vanuit eigen parken), inkoop van elektriciteit op basis van biomassa (liefst via 'verstromingscontracten') en import van duurzame elektriciteit. De bedoeling van eigen klanten of eigen parken of verstromingscontracten is om in te kopen beneden de marktprijs. Voor de andere opties zal een marktprijs betaald moeten worden die hoger dan de productiekosten kan liggen. Bij een rationele opstelling vallen opties die (nog) te duur zijn buiten de boot.

Andere vormen van verplicht stellen zijn het verplichten van bepaalde duurzame energie-opties bij nieuwbouw en bestaande bouw of het zodanig aanscherpen van energieprestatienormen dat men niet om bepaalde duurzame energieopties in de gebouwde omgeving heen kan.

Gemeentes kunnen ook verplicht worden gesteld ruimte te maken voor duurzame energie, met name windenergie, in hun bestemmingsplannen. Bij een verplichting moet verder besloten worden hoe deze over verschillende sectoren verdeeld zal worden.

Bij verplichtstelling kan een actieve rol van het distributiebedrijf verwacht worden. De import van duurzame elektriciteit zal waarschijnlijk een belangrijke rol gaan spelen. Ook zal er een markt ontstaan waarop duurzame energie tegen de marginale prijs van de duurste optie die rendabel wordt, verhandeld zal worden.

### *Overreding*

Vergroten van het aandeel van duurzame energie kan ook via overreding. Gedragsbeïnvloeding en ‘subsidieverlening’<sup>10</sup> zijn hiervoor de meest bekende instrumenten. Subsidieverlening kan bijvoorbeeld bereikt worden door een algemene verhoging van de REB-afdrachtkorting. De rol van de distributiebedrijven is hierbij mogelijk iets passiever dan bij verplichtstelling. Alleen opties waarbij een redelijke winst gemaakt kan worden, liggen hierbij voor de hand. Daarbij zal wel geprobeerd worden de meest winstgevendende opties in eigen beheer te houden. Een probleem hierbij kan zijn dat het niveau van REB vrijstelling/afdrachtkorting onafhankelijk is van de productiekosten van de duurzame energie-vorm. De goedkopere duurzame energieopties zullen meeprofiteren van de uitbreiding van de financiële faciliteiten (behalve wanneer een verdere differentiatie plaatsvindt, bijvoorbeeld door zon-PV een aparte regeling te geven, zie hieronder). Extra import van duurzame energie kan een belangrijke optie zijn.

Ook kan geprobeerd worden om middels techniekgerichte subsidies een hogere penetratie te bereiken. Technieken die nu nog minder rendabel zijn, kunnen door een hoger subsidiepercentage ontwikkeld worden, bij technieken die al ver ontwikkeld zijn kan minder subsidie gegeven worden. Voordeel hierbij is dat de overheid sturingsmogelijkheden houdt voor de binnenlandse markt, en er over een breder terrein ontwikkelingen plaats kunnen vinden. Een nadeel kan zijn dat de technische ontwikkeling door ‘subsidie-afhankelijkheid’ afgeremd kan worden. Dit treedt vooral op als de producenten een daling van de subsidie verwachten bij het realiseren van kostendalingen. Ook kan het zijn dat de ontwikkeling zich richt op maximalisatie van de subsidie. Een aspect dat t.o.v. de REB hierbij speelt is dat de financiering van de onrendabele top duidelijker zichtbaar wordt (voor zover met binnen de versnipperde ‘subsidiewetgeving’ van een duidelijk beeld kan spreken). Extra import van duurzame energie ten opzichte van wat het huidige beleidsinstrumentarium uitlokt ligt hier niet voor de hand. Een aspect dat negatief t.o.v. van de doelstelling uit kan vallen, is dat de ‘moeizaam’ verkregen duurzame energie via export uit Nederland kan verdwijnen.

Subsidieverlening kan ook een optie zijn voor de transportsector. Bijvoorbeeld via ontheffing van accijns op uit biomassa en/of afval geproduceerde ethanol of methanol.

## 7.2 Beleidspakket voor 10% duurzame energie via financiële stimulering

Een beleidspakket is samengesteld dat bij de best guess aannames (beste schatting voor de kosten van duurzame energieopties en een olieprijs van 15\$/vat) mikt op een aandeel van 10% duurzame energie (385 PJ). Bij dit beleidspakket is er in overleg met het Ministerie van Economische Zaken voor gekozen om de bestaande financiële stimuleringsregelingen verder uit te breiden of te intensiveren. Het viel buiten de scope van dit onderzoek om een beleidspakket samen te stellen dat uitgaat van een heel andere aanpak dan de weg die het bestaande beleid heeft ingeslagen en waarbij de nadruk ligt op financiële overreding middels o.a. fiscaal beleidsinstrumentarium.

Verder wordt hier opgemerkt dat het niet een op kosten geoptimaliseerd beleidspakket betreft maar dat het eerder om een eerste ruwe poging gaat om een beleidspakket in elkaar te zetten dat voldoende is om de 10% doelstelling te realiseren.

---

<sup>10</sup>‘Subsidieverlening’ wordt hier heel breed opgevat. Niet alleen de directe subsidieverlening maar ook kortingen op heffingen, afdrachtkorting, en fiscale faciliteiten worden er toe gerekend.

Bij het 10% beleidspakket is de stimulering van duurzame warmteopties iets meer in evenwicht gebracht met het huidige beleidsinstrumentarium voor de stimulering van duurzame elektriciteit. Duurzame elektriciteit wordt ook overigens sterker gestimuleerd dan in de best guess analyse.

De volgende beleidsmaatregelen zijn meegenomen:

1. Vrijstelling van REB op elektriciteit voor elektrische warmtepompen in de utiliteitssector en de glastuinbouw. Dit kan praktisch gerealiseerd worden als een tweede elektriciteitsmeter is geplaatst bij bedrijven met een warmtepomp.
2. Investeringssubsidie op elektrische warmtepompen bij huishoudens. Een subsidie van 30% op de investeringskosten is hiervoor een percentage dat goed spoort met de stimulering van duurzame elektriciteitsproductie. Hetzelfde effect op de rentabiliteit wordt ook ruwweg behaald door jaarlijks  $f$  500,- extra heffingskorting REB te geven aan gebruikers van een warmtepomp.
3. Investeringssubsidie voor zonneboilers. Een subsidie van 25% of 30% lijkt redelijk om in de buurt te komen van de stimulering van bijvoorbeeld windenergie.
4. Verhoging van de afdrachtkorting op de REB voor duurzaam geproduceerde elektriciteit tot 5,8 ct/kWh.
5. Invoering van een afdrachtkorting voor geleverde duurzame warmte (uit bijvoorbeeld biomassa-WKK) van 18,75 ct/m<sup>3</sup> uitgespaard aardgas.

Opgemerkt wordt dat geen beleid is verondersteld om de introductie van alternatieve brandstoffen in de transportsector is meegenomen.

Verder wordt opgemerkt dat bij toepassingen van warmtepompen en zonneboilers er sprake is van concurrentie met besparingsopties zoals isolatie en warmteterugwinning. In deze concurrentie worden elektrische warmtepompen en zonneboilers door bovenstaande specifieke technologie ondersteuning bevoordeeld. Voor dit aanvullende beleidspakket zijn dezelfde mogelijkheden voor import van duurzame elektriciteit verondersteld als in de berekeningen voor de best guess.

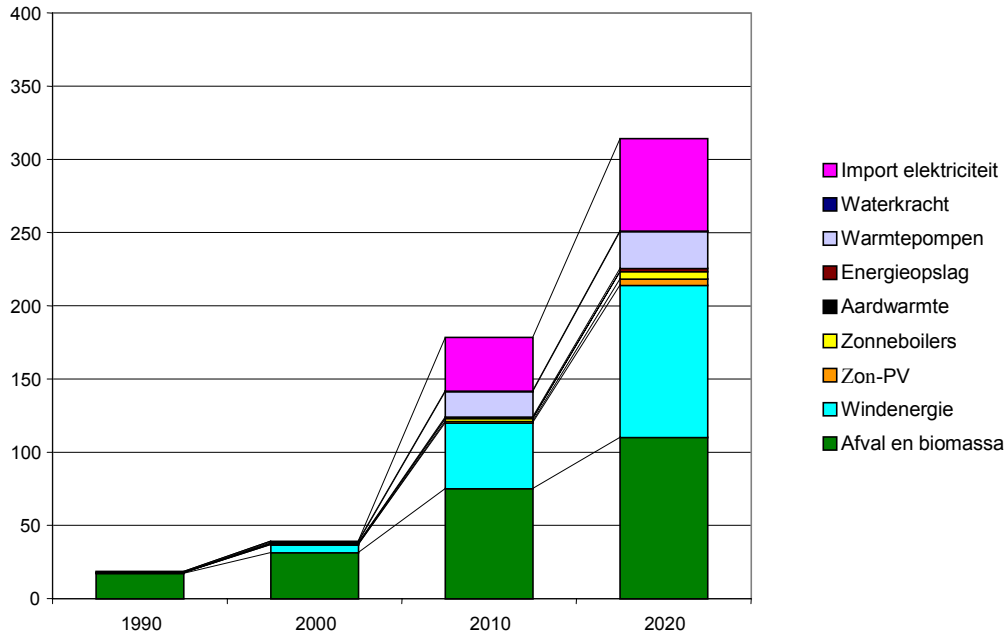
### 7.3 Resultaten van het extra beleidspakket

Het aanvullende beleidspakket doet de totale bijdrage van duurzame energie in 2020 toenemen tot 314 PJ volgens de nieuwe berekeningswijze (zie Figuur 7.1) en tot 391 PJ volgens de oude berekeningswijze. Dit komt overeen met een aandeel van respectievelijk 8,2% en 10,2% van het TVB. De toename ten opzichte van de best guess komt vooral voor rekening van afval en biomassa (60 PJ), windenergie (18 PJ) en import van duurzame elektriciteit uit het buitenland (23 PJ). Daarnaast zijn er grotere bijdrages van zonneboilers en warmtepompen. Bij dit beleidspakket zal het aandeel duurzame energie in 2010 6,5% bedragen (conform nieuwe definitie).

De samenstelling van dit pakket van duurzame energieopties toont veel gelijkheid met het pakket duurzame energieopties dat berekend is in de hoge schatting (Figuur 6.4). De verschillen tussen dit 10% pakket en de hoge schatting in bijdrages van o.a. windenergie en zon-PV zijn gering. De bijdrages verschillen wel voor afval en biomassa (lager), warmtepompen (lager) en import van duurzame elektriciteit (hoger).

Berekeningen laten zien dat het afleveren van warmte uit een biomassa-STEG eenheid minder rendabel is dan alleen elektriciteitsproductie. Een manier om hier wat aan te doen is het invoeren van een afdrachtkorting op basis van uitgespaard aardgas door levering van duurzame warmte. De rentabiliteit verbetert hierdoor en komt, bij de gehanteerde aannamen, enigszins in de buurt van die van alleen elektriciteitsproductie. Het is dan ook denkbaar dat zich bij een aantal biomassa-STEG eenheden op gunstige gelegen Vinex-locaties (goede mogelijkheden voor biomassa aanvoer en opslag) warmteaflevering zal ontwikkelen. Hier is verondersteld dat 20% van de eenheden als WKK wordt uitgevoerd.

Uitgespaarde brandstof [PJ]



Figuur 7.1 *Bijdrage van verschillende duurzame energieopties (uitgedrukt in PJ uitgespaarde brandstof) over de periode 1990-2020, scenariovariant met een aanvullend beleids­pakket om op 10% duurzame energie uit te komen. De bijdrage is berekend conform de nieuwe berekeningswijze voor duurzame energie*

De factor meerkosten van duurzame energie zijn hoger dan in de best guess, zie Tabel 7.1. De factor meerkosten in 2020 om de 10% te halen zijn, afhankelijk van de gekozen discontovoet, 1,3 tot 1,7 miljard hoger dan de factor kosten voor de best guess (vergelijk met Tabel 6.5). De meerkosten zijn te vinden bij meerdere duurzame energieopties waarbij er met name extra kosten zijn voor biomassa, wind op zee, import van duurzame elektriciteit, zonneboilers en warmtepompen.

Tabel 7.1 *Jaarlijkse meerkosten van duurzame energie in 2010 en 2020 voor scenariovariant met een aanvullend beleids­pakket om op 10% duurzaam in 2020 uit te komen, bij verschillende discontovoeten en uitgedrukt in miljarden guldens (prijspeil 1998)*

	Discontovoet 5%	Discontovoet 8%	Discontovoet 11,6%
Kosten in 2010	1,1	1,5	1,9
Kosten in 2020	2,5	3,0	3,8

De kosten voor de overheid bedragen in 2010 2,7 miljard gulden en in 2020 f 5,5 miljard. Ten opzichte van de best guess zijn de kosten voor 2010 en 2020 met respectievelijk 1,3 miljard en bijna 3 miljard toegenomen. De doorgesluisde REB-gelden bedragen in 2020 bij dit beleids­pakket 1,7 miljard. Dat is twee keer zo veel als bij de ‘best guess’ berekening vooral als gevolg van de hogere afdrachtkorting die onderdeel is van dit beleids­pakket. De Groene Stroom gelden bedragen in 2020 nu 3,3 miljard, dat is 1 miljard meer dan bij de best guess berekeningen. Al met al genereert de REB op elektriciteit door de afdrachtkorting en de Groene Stroomvrijstelling rond het jaar 2020 vrijwel geen inkomsten meer voor de overheid.

Deze resultaten indiceren dat het aanvullend beleidspakket voor duurzame energie grote consequenties heeft voor de overheidsfinanciering. De overheid kost het per jaar een bedrag dat oploopt tot een kleine *f* 3 miljard in 2020 om het aandeel duurzame energie tot 10% van het TVB te laten toenemen. Deze kleine *f* 3 miljard van de overheid brengt ongeveer *f* 1,3 miljard aan maatschappelijke meerkosten tot stand. Hieruit kan geconcludeerd worden dat het bereiken van de 10% doelstelling via extra inzet van financiële instrumenten niet erg efficiënt is voor de overheid.

#### 7.4 Schatting van de kosten van 5% duurzame energie in 2010

Het Ministerie van Economische Zaken overweegt een voorstel te doen voor een doelstelling van 5% duurzame energie in het jaar 2010. Dit op basis van de nieuwe definitie voor duurzame energie. Het ECN heeft in deze studie geen beleidsvariant doorgerekend die uitkomt op 5% duurzame energie in 2010. Tentatief is het evenwel mogelijk om een ruwe inschatting te maken van de kosten van 5% duurzame energie in 2010 door de resultaten van twee scenarioberekeningen te interpoleren. Hier is het gemiddelde genomen van de kosten van de best guess en het aanvullend beleidspakket. De ‘best guess’ resulteert namelijk in 3,7% duurzame energie en het beleidspakket dat mikt op 10% duurzame energie in 2020 geeft 6,5% duurzame energie in 2010. Opgemerkt wordt dat kosteninschatting slechts indicatief is.

Hieronder is een overzicht gegeven van de kosten van duurzame energie in 2010 bij verschillende discontovoeten.

Tabel 7.2 *Geschatte jaarlijkse meerkosten van 5% duurzame energie in 2010 bij verschillende discontovoeten, uitgedrukt in miljarden gulden (prijspeil 1998)*

	Discontovoet 5%	Discontovoet 8%	Discontovoet 11,6%
Factor meerkosten	0,9	1,2	1,5

In deze situatie zullen de jaarlijkse ‘kosten’ voor de overheid via gedeefde REB en via EIA en VAMIL optellen tot 2,0 miljard gulden in 2010.

#### 7.5 Vertaling van de resultaten naar het GC-scenario

Het Global Competition (GC)-scenario [Kroon, 1998a] wordt bij beleidsvoorbereiding veel gebruikt als referentiescenario. Daarom is gevraagd of de resultaten van deze studie anders zouden zijn als het GC-scenario zou zijn gebruikt. Het GC-scenario verschilt van het originele EC-scenario o.a. met betrekking tot niveau en structuur van de energievraag, het niveau van de energieprijzen en de mate van marktwerking. Opgemerkt wordt dat in de huidige analyse de aannames voor het EC-scenario voor marktwerking al zijn aangepast en grote overeenkomsten vertonen met de aannames aangaande marktwerking voor het GC-scenario.

De energieprijs is hoger in GC dan in het aangepaste EC-scenario. Dit is in het voordeel van duurzame energie. De absolute hoeveelheid duurzame energie zal hierdoor in de best guess met ongewijzigd beleid hoger uitkomen dan in het aangepaste EC-scenario. Geschat wordt dat de hoeveelheid duurzame energie hierdoor een ruwe 20 PJ hoger uitkomt.

De hoogte van de energievraag is de belangrijkste resterende factor die verschilt met het GC-scenario. In het GC-scenario is het totaal verbruik binnenland (TVB) in 2020 4295 PJ, dat is ongeveer 500 PJ meer dan in het EC-scenario. 10% duurzame energie in GC betekent daardoor ook 50 PJ meer duurzame energie in 2020. Dat zal niet makkelijk gerealiseerd worden aangezien het potentieel voor diverse duurzame energieopties niet scenario afhankelijk is maar bij 10% duurzaam ten opzichte van het EC-scenario tegen fysieke, ruimtelijke of maatschappelijke grenzen loopt. De 10% doelstelling zal uitgaande van het GC-scenario dus moeilijker zijn.

Resumerend wordt geconcludeerd dat een best guess (met ongewijzigd beleid) die uitgaat van het GC-scenario resulteert in een ongeveer gelijk aandeel duurzame energie als het aangepaste EC-scenario met ongewijzigd beleid (iets meer dan 5%). Het halen van de 10% doelstelling zal in het GC-scenario wel moeilijker zijn en hogere kosten met zich meebrengen dan in het aangepaste EC-scenario.



## 8. KANTTEKENINGEN BIJ ANALYSERESULTATEN

Zoals iedere analyse met een model betreft de modelanalyse in deze studie ook versimpeling van de werkelijkheid. Daarnaast zijn er altijd zaken die niet meegenomen konden worden in deze studie. Om deze redenen zijn hier enkele kanttekeningen geplaatst die van belang zijn voordat conclusies worden getrokken uit de in Hoofdstukken 6 en 7 gepresenteerde resultaten.

- De resultaten van deze studie worden in belangrijke mate bepaald door de aannames per techniek. Aangaande het potentieel van verschillende duurzame energieopties zijn zo goed mogelijke schattingen gedaan maar potentiële hebben beslist nog onzekerheden en kunnen in de praktijk hoger of lager uitpakken.
- Er zijn in de studie keuzes gemaakt welke technieken wel of niet worden meegenomen. Bij deze keuze hebben de onderzoekers zich laten leiden door uit te gaan van nu bestaande technieken en door nieuwe duurzame energieopties mee te nemen waar voldoende informatie over beschikbaar is. Duurzame energieopties waar de realisering afhangt met overwegingen die weinig te maken hebben met beslissingen over de energievoorziening zijn niet beschouwd. Zo is een eventuele getijdencentrale in de Noordzee, welke gekoppeld zou kunnen worden met een vliegveld in zee, niet meegenomen. Het kan verder blijken dat in de nabije toekomst duurzame opties een rol gaan spelen die nu niet zijn voorzien. Eventueel geldt dit voor het vergassen van biomassa en het bijstoken in gasgestookte centrales. Deze optie is nu niet meegenomen. Nadere studie moet uitwijzen of deze optie aanvullend potentieel en lagere kosten voor biomassa moet kunnen impliceren.
- Import van duurzame energie is op behoudende wijze meegenomen, omdat het potentieel voor import nu nog erg onzeker is. Mocht blijken dat import van grote potentiële duurzame energie mogelijk is tegen acceptabele kosten, dan kan dit de bijdrage van duurzame energie vergroten. Mocht een systeem van internationaal verhandelbare groencertificaten ingevoerd worden, dan kan dit ook belangrijke gevolgen hebben voor de uitkomsten; dit zal wel sterk afhankelijk zijn van doelstellingsniveau, keuze welke duurzame bronnen al of niet meetellen, etc.
- Bij de berekeningen is verondersteld dat het overheidsbeleid constant en consistent is. Aangenomen is dat de fiscale voorzieningen niet worden gewijzigd. Mocht het beleid wel wisselingen vertonen dan zal dat gevolgen hebben voor de bijdrage van duurzame energie.
- De lage en hoge schattingen voor duurzame energie in deze studie zijn gebaseerd op variatie van twee parameters: de fossiele energieprijzen en de (kosten)ontwikkeling van duurzame energietechnieken. Andere aspecten hadden ook meegenomen kunnen worden, maar er is voor gekozen dit niet te doen. Bij toepassing van andere aannames voor overheidsbeleid of het niveau en de structuur van de energievraag zullen andere ranges voor duurzame energie resulteren. In de modelberekeningen is bijvoorbeeld geen rekening gehouden met een eventueel 'Deltaplan' voor zon-PV.
- Niet-economische overwegingen spelen ook een belangrijke rol bij beslissingen. Deze kunnen negatief en positief uitpakken voor duurzame energie. Bij zon-PV blijkt bij sommige investeerders dat preferenties weinig relatie hebben met economische optimaliteit en dit pakt goed uit voor PV. Deze optie staat doorgaans in een goed daglicht. Aan de andere kant geeft de onbekendheid met duurzame energie bijvoorbeeld een barrière voor de implementatie van duurzame energie. De niet-economische overwegingen kunnen in een modelanalyse niet altijd naar volledige tevredenheid meegenomen worden.

- Er is in de modelberekeningen gewerkt met een bepaalde toedeling van de opbrengsten uit Groene Stroom over verschillende duurzame energieopties. Verschillende andere toedelingen van de Groene Stroomopbrengsten zouden ook mogelijk zijn geweest. Als een belangrijk deel van de opbrengsten in duurzame energie in het buitenland zal worden geïnvesteerd zal de bijdrage van duurzame energie in Nederland afnemen. Andere verdelingen van de opbrengsten over de duurzame energieopties in Nederland hebben, door uitruil tussen duurzame energieopties, grotere gevolgen voor de bijdragen van afzonderlijke duurzame energieopties dan voor de totale bijdrage van duurzame energie. Er bestaat de mogelijkheid dat vanuit commerciële overwegingen energiebedrijven vrijwel niet investeren in niet direct renderende opties.
- Aangaande de geplande kabelverbinding met Noorwegen is aangesloten bij de veronderstellingen van de NEV (Kroon, 1998a). Daarbij is er vanuit zijn gegaan dat Nederland waterkracht importeert en dat de marktprijs van Noorse elektriciteit gemiddeld gelijk zal zijn aan de marktprijs van elektriciteit in Nederland. Dit zou leiden tot nul meerkosten voor import van Noorse waterkracht. Als verondersteld wordt dat de elektriciteitsprijs in Nederland meestal lager zal zijn dan in Noorwegen dan zal het gevolg zijn dat Nederland geen waterkracht importeert of dat de import extra kosten met zich meebrengt. De eventuele meerkosten kunnen oplopen tot 100 miljoen gulden.
- Er is geen maximum jaarbedrag gesteld aan de Energie Investeringsaftrek (EIA) of aan de VAMIL-regeling. Indien wel een maximum jaarbudget verondersteld zou zijn dan zou de rol van duurzame energie kleiner zijn.
- De resultaten voor de tijd na 2020 zullen verschillen van de resultaten van de resultaten tot 2020 en dit zal gevolgen voor de relatieve betekenis van verschillende duurzame energieopties. Voor verschillende energietechnieken (bijvoorbeeld zon-PV) wordt juist na het jaar 2020 een grote absolute groei voorzien.

## 9. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

In deze studie is een verkenning van de rol van duurzame energie tot het jaar 2020 uitgevoerd. Ook is er rekening gehouden met de effecten van liberalisatie van de energiemarkten. Het bestaande overheidsbeleid voor de stimulering van duurzame energie is als basis genomen. Dat betekent dat een verplichte afname van een minimum hoeveelheid niet is meegenomen evenmin als een systeem van internationaal verhandelbare groencertificaten. Er is al wel een voorschot genomen op de verhoging van de REB (voor kleinverbruikers van elektriciteit tot ruim 11 ct/kWh). De bijdrage van duurzame energie is berekend op basis van de oude en de nieuwe berekeningswijze (Protocol Monitoring Duurzame Energie). Berekeningen zijn uitgevoerd tegen de achtergrond van een scenario waarin het energieverbruik tot 2020 met een kwart toeneemt.

De belangrijkste conclusies die uit deze studie kunnen worden getrokken zijn hier op een rij gezet:

- Bij ongewijzigd beleid en uitgaande van de nieuwe berekeningswijze komt de beste schatting van het aandeel duurzame energie in het totaal energieverbruik binnenland (TVB) uit op 1,3% in 2000, 3,7% in 2010 en 5,4% in 2020. Op basis van de oude berekeningswijze groeit het aandeel duurzaam naar 1,7% in 2000, 5,0% in 2010 en 7,0% in 2020.
- De inschattingen voor 2010 en 2020 hebben een forse onzekerheidsrange als gevolg van o.a. onzekerheid in kostenontwikkeling van duurzame energieopties en prijzen van fossiele energie.
- De doelstelling van 3% duurzame energie in het jaar 2000 zal niet worden gehaald. Het lijkt evenmin waarschijnlijk dat met het huidige beleid de doelstelling van 10% duurzame energie in het jaar 2020 wordt gehaald. Alleen als verschillende niet te beïnvloeden omstandigheden meezitten (hoge energieprijzen en zeer voorspoedige kostenontwikkeling duurzame energieopties), kan de 10% doelstelling, op basis van de oude definitie, gehaald worden. Als niet te beïnvloeden factoren juist tegenzitten met energieprijzen en techniekontwikkeling zal het aandeel duurzame energie blijven steken op een kleine % van het TVB.
- De nieuwe elementen die in deze studie zijn meegenomen leiden tezamen tot een 2 procentpunten grotere rol voor duurzame energie dan in het originele EC-scenario uit de Lange Termijnverkenningen. Dit is het *netto effect* van ontwikkelingen die de rol van duurzame energie remmen en ontwikkelingen die de rol van duurzame energie bevorderen. Bij de remmende ontwikkelingen en inzichten gaat het om:
  - ⇒ De hogere rendementseisen die worden nagestreefd door energiebedrijven als gevolg van liberalisering van energiemarkten dan verondersteld in het originele EC-scenario.
  - ⇒ De lagere prijzen voor fossiele energiedragers die nu worden voorzien.
  - ⇒ Het kleinere potentieel dat wordt verwacht voor sommige duurzame energieopties (bijvoorbeeld afvalopties) en de hogere kosten die nu worden verwacht voor sommige duurzame energieopties (zonneboilers).

De volgende recente ontwikkelingen en inzichten zijn bevorderend voor duurzame energie:

- ⇒ De krachtiger stimulerende inzet van beleidsinstrumenten dan verondersteld in het originele EC-scenario. Vooral de Groene Stroom regeling heeft in combinatie met de voorgenomen REB-verhoging een sterk stimulerend effect.
- ⇒ De lagere kosten en hogere opbrengsten voor sommige duurzame energieopties die nu verwacht worden (vooral bij windenergie). Dit is mede een gevolg van stimulerend beleid in het buitenland.
- ⇒ Het expliciet meenemen van extra import van duurzame elektriciteit als een optie.

- De grootste duurzame energie bijdrages worden verwacht van windenergie (met name offshore), afval en biomassa en import van duurzaam geproduceerde elektriciteit. Bij deze opties gaat het in de best guess berekeningen om bijdrages in 2020 tussen 40 en 85 PJ. Voor windenergie wordt – op basis van de verwachte dalende kostprijs, REB-verhoging en vermindering van bestuurlijke knelpunten - een toename voorzien die gelijkenis vertoont met de sterke toename die de afgelopen jaren heeft plaatsgevonden in Duitsland en Denemarken. De bijdrages van zon-PV en warmtepompen tellen ook mee, deze bedragen 4 respectievelijk 25 PJ. De bijdrages van andere opties (zonneboilers, waterkracht, koude- en warmteopslag, aardwarmte) zijn klein en bedragen per optie hooguit 2 PJ.
- Het instrument Groene Stroom creëert onzekerheid omtrent de inzet van niet rendabele duurzame energieopties. De verdeling van Groene Stroomgelden over duurzame energieopties heeft belangrijke consequenties voor de bijdragen van de minder rendabele duurzame energieopties, zoals zon-PV, biomassacentrales en offshore windturbines. Iets andere aannames over de verdeling van de opbrengsten uit Groene Stroom kunnen de bijdrages van individuele duurzame energieopties doen verschuiven. De bijdrage van de minder rendabele opties zou wel eens aanmerkelijk lager kunnen uitvallen. Als dergelijke opties met het oog op de lange termijn juist gewenst zijn, zijn eventueel aanvullende beleidsmaatregelen gewenst.
- Een belangrijk uitgangspunt van de huidige studie is de wijze waarop import van duurzame elektriciteit is geanalyseerd. Import van duurzame energie is slechts beperkt meegenomen. Verder is uitgegaan van de vooronderstelling dat er geen internationaal systeem van handelbare groencertificaten zal komen. Dit in verband met grote onzekerheden over het toekomstig beleid van andere landen aangaande duurzame energie, de twijfels die bestaan rondom de vraag of import van duurzame energie uit andere Europese landen wel zal leiden tot meer duurzame energie voor heel Europa en de afspraak dat wordt uitgegaan van ongewijzigd beleid. Andere aannames met betrekking tot de import van duurzame energie zullen belangrijke gevolgen kunnen hebben voor de conclusies aangaande het aandeel duurzame energie.
- De meerkosten van de hoeveelheid duurzame energie in de best guess inschatting bedragen in 2020 1,2 miljard of 2,1 miljard gulden, bij berekening uitgaande van een maatschappelijke rentevoet (5% per jaar) respectievelijk op basis van een commercieel gewenste rentevoet (11,6% per jaar).
- Een aanvullend beleidspakket is denkbaar waarmee de 10% doelstelling (op basis van de oude berekeningswijze) kan worden gerealiseerd. De meerkosten van duurzame energie zullen dan oplopen tot 2,5 miljard gulden (bij rentevoet 5%) of 3,8 miljard gulden (bij rentevoet 11,6%).
- De efficiëntie van het extra beleidspakket om 10% duurzame energie te bereiken en dat uitgaat van een verdergaande financiële stimulering, is laag. De jaarlijkse kosten voor de overheid voor duurzame energie lopen als gevolg van het extra beleidspakket met een kleine 3 miljard gulden toe tot 5,5 miljard gulden in 2020.
- Aanbevolen wordt om ook de consequenties te bepalen van andere beleidspakketten om de 10% doelstelling te realiseren dan het pakket dat in deze studie is beschouwd. Een verplichte minimum afname van duurzame energie zou onderdeel kunnen zijn van dergelijke pakketten. Bij een afweging tussen beleidspakketten moet rekening worden gehouden met o.a. consequenties voor effectiviteit van beleid, kosten voor sectoren en overheid en gevolgen voor de duurzame energiemix.

## BIJLAGE A RESULTATEN VOOR DUURZAME ENERGIEOPTIES IN HET JAAR 2000

### A.1 Gehanteerde methode

In deze bijlage wordt aangegeven hoe tot een inschatting voor de diverse vormen van duurzame energie voor het jaar 2000 gekomen is. In tegenstelling tot de berekeningen voor het jaar 2010 en 2020 is voor 2000 gekozen voor extrapolatie. Gestart is met het verzamelen van recente cijfers omtrent realisaties van duurzame energie. Daarna is zo goed mogelijk een inschatting gemaakt van de op korte termijn te verwachten ontwikkelingen. Om een beeld te geven van de onzekerheden is per techniek daarna ook nog een minimum en een maximum inschatting gemaakt. Voor een aantal technieken is geen aparte inschatting gemaakt, maar zijn de statistische waarden constant in de tijd verondersteld.

### A.2 Inschatting diverse technieken

#### A.2.1 Windturbines

In de periode 1992-1997 werd er gemiddeld 40 MW per jaar aan windturbines in Nederland geplaatst. Volgens de laatste informatie (Wind Service Holland, 1999) is er in 1998 42 MW bijgeplaatst waarvan ruim 20 MW in eigendom van de energiesector. Een gedeelte hiervan vervangt verouderde turbines. Naast de VAMIL en EIA heeft in maart 1998 een uitbreiding van de subsidies voor windenergie voor non-profit en overige sectoren plaatsgevonden. Het budget van 1998 is in principe voldoende voor ca. 30 MW bij o.a. de agrarische sector. Daarnaast heeft NUON bekend gemaakt (NUON, 1998) een onderstation in Zuidelijk Flevoland aan te passen zodat hier 50 MW (particuliere) windturbines (tot 15 km van dit station) op aangesloten kunnen worden. Al eerder gebeurde dit in Friesland. Hierdoor wordt het makkelijker voor particulieren om een turbine te plaatsen, omdat ze slechts een deel van de netverzwaring hoeven te betalen.

Gezien het bovenstaande kan een uitbreiding met ca. 50 MW/jaar verwacht worden in de komende twee jaar. Het totaal vermogen in Nederland zou dan rond de 475 MW uitkomen in het jaar 2000, dit is bijna de helft van de doelstelling voor het jaar 2000 van 1000 MW en 250 MW lager dan het cijfer uit de DEIO nota.

#### A.2.2 Waterkracht

In de DEIO nota worden 5 waterkrachtcentrales en enkele kleinere bij particulieren genoemd die samen 100 GWh/jaar produceren. Ook wordt een drietal opties genoemd (locaties Borgharen, Born en Maasbracht) waar ook nog 87 GWh gewonnen zou kunnen worden. MEGA-Limburg zal zich hier volgens de DEIO nota hard voor maken. Een andere document (Klunne, 1998) noemt Sambeek en Grave, waar samen 42 GWh gewonnen kan worden en de PNEM als initiatiefnemer. Er is geen informatie in de literatuur gevonden dat deze projecten inderdaad gerealiseerd worden. Wel geeft MEGA Limburg op internet aan een waterkrachtcentrale bij Borgharen te overwegen (MEGA-Limburg, Internetsite). Er wordt hier verondersteld dat er voor 2000 geen nieuwe waterkrachtcentrales bij zullen komen.

### A.2.3 Zonnecellen

Eind 1996 was er bijna 3,3 MW<sub>piek</sub> aan zonnecellen in Nederland geïnstalleerd. Het ministerie van Economische Zaken verwacht dat het doel van 7,7 MW<sub>piek</sub> in 2000 bereikt wordt (Duurzame Energie, 1998c). In het Actieprogramma Duurzame Energie (Ministerie van Economische Zaken, 1997) is echter sprake van een hoger verwacht vermogen in 2000 namelijk 12,5 MW. Het is niet duidelijk hoe deze verschillende getallen zich met elkaar verhouden. De penetratiesnelheid van zonnecellen neemt steeds meer toe. In het regeerakkoord is afgesproken om jaarlijks 80 miljoen extra voor duurzame energie uit te trekken, waarvan een fors deel voor zonnecellen. Shell heeft de productiecapaciteit voor modules met zonnecellen in Nederland in 1997 uitgebreid tot 5 MW<sub>piek</sub>, waarvan 40% naar verwachting binnen Nederland afgezet wordt. Shell voorziet voor dit jaar een verdere capaciteitsuitbreiding tot 15 MW<sub>piek</sub> (De Vos, 1997). Ook zijn er bijvoorbeeld plannen van drie distributiebedrijven om in het jaar 2000 voor 3,6 MW<sub>piek</sub> aan zonnecellen op woningen geplaatst te hebben (Duurzame Energie, 1997).

Voldoende aanleiding om een forse stijging van de penetratiesnelheid te veronderstellen tot 12,5 MW<sub>piek</sub> totaal geplaatst in 2000.

### A.2.4 Zonnecollectoren

Medio 1998 waren er in Nederland 30.000 zonneboilersystemen geïnstalleerd, verwacht wordt dat dit aan het eind van 1998 40.000 systemen zullen zijn (Janse, 1998). In 1997 zijn er rond de 8000 zonneboilers geplaatst (Energie- & Milieuspectrum, 1998a). In 1996 waren dit er nog 4500, in 1998 naar schatting bijna 15.000. Concrete plannen voor 1999 en 2000 betreffen in ieder geval 10.000 zonneboilers (Duurzame Energie, 1998b). Rekening houdend met de diverse plannen en de subsidieverstrekking door het ministerie van Economische Zaken en resterende MAP-gelden, is het niet onrealistisch om voor de komende 2 jaar 20.000 geplaatste zonneboilers per jaar aan te houden. De doelstelling van 80.000 zonneboilers in 2000 zou hiermee gerealiseerd kunnen worden. Gezien de plaatsing in 1998 is dit niet onrealistisch. Van belang voor de energiebesparing is voorts hoeveel grotere zonneboilersystemen er geplaatst worden. Voor de warmwatervoorziening van een bedrijf kan bijvoorbeeld in één installatie het equivalent voor 2500 woningen geplaatst worden.

Er wordt hier verondersteld dat er jaarlijks 4000 m<sup>2</sup> aan grote systemen bijkomt. Het totaal beeld dat dit oplevert is dat het aantal zonneboilers van 25.000 met een totaal oppervlak van 200.000 m<sup>2</sup> in 1997 stijgt naar 80.000 systemen met een oppervlak van bijna 400.000 m<sup>2</sup> in 2000.

### A.2.5 Afvalverbranding

Volgens (Van Egmond, 1998) is de energiewinning door afvalverbranding de afgelopen jaren sterk gestegen. Zo nam de bruto elektriciteitsproductie tussen 1996 en 1997 met 50% toe. Deze ontwikkeling is vooral toe te schrijven aan een toename van de hoeveelheid te verbranden afval, maar daarnaast ook aan een verder efficiencyverbetering van de energiewinning. Daarnaast wordt er gewerkt aan een convenant tussen overheid en AVI's met een looptijd van 3 jaar waarin de afvalbedrijven de netto afzet van energie met 20 tot 25% verbeteren ten opzichte van 1997. Dit moet bereikt worden via optimalisatie, investeringen in verhoging van het rendement en nieuwe warmte-afzet projecten. Hoewel de looptijd kort is lijkt het mogelijk dat voor het einde van de convenant periode een aantal projecten in gang gezet is. Mede gezien de sterke stijging van de afgelopen jaren, en de ruimte die er nog is tussen de huidige hoeveelheid verbrand afval en de vergunde capaciteit, mag verwacht worden dat de netto aflevering de komende jaren nog verder stijgt.

Voor het jaar 2000 wordt uitgegaan van 10% meer warmteaflevering en 5% meer elektriciteitsaflevering ten opzichte van 1997. De hieruit resulterende fossiele energiebesparing blijft ondanks de stijging rond de 13 PJ liggen. Dit is het gevolg van het stijgende rendement van elektriciteitscentrales (de referentietechniek) en een verdere afname van het aandeel duurzaam in het verbrande afval van 48,7 naar 45,7%. De energieproductie blijft hiermee onder de doelstelling van het ministerie van Economische Zaken (Venendaal, 1998).

#### A.2.6 Nieuwe biomassa opties (bijstoken)

In Nederland lopen op dit moment een groot aantal biomassa projecten (Duurzame Energie, 1998a; Energie- & Milieuspectrum, 1997). Ook vindt er inmiddels op 60 ha energieteelt plaats.

Een overzicht van de plannen medio 1998:

- De EPZ heeft verschillende plannen voor de het gebruik van afval en biomassa (De Jong, 1998). Allereerst wordt er bij de Amercentrale vanaf begin 1998 structureel 30 kton paperslib in eenheid 8 bijgestookt. Daarnaast zijn er begin 1998 proeven gedaan met houtvergassing en paperslib bijstook in eenheid 8 en 9. Inmiddels zijn er initiatieven genomen voor de bijplaatsing van een houtvergasser bij eenheid 9. Voor deze vergasser is een contract gesloten voor 150.000 ton sloophout per jaar. Volgens de planning moet in december 1999 het proefdraaien beginnen en start in april 2000 het normale bedrijf. De omvang is bijna 30 MW, wat bij 7000 uur/jaar 0,74 PJ elektriciteit en daarboven nog warmte produceert. De primaire energiebesparing is volgens de EPZ 2,1 PJ/jaar. Tenslotte wordt nog een project voor het verbranden van 2,5 PJ per jaar aan pluimveemest aangeven. Dit zou, als het al door gaat, in 2002 beginnen en kan hier dus niet meegeteld worden. Ook wordt er gesproken over het structureel bijstoken van hout en andere reststoffen in de kolencentrale in Borssele in 1999. Hier lopen op dit moment de eerste stookproeven. Voor het jaar 2000 wordt hier alleen het vergassingsproject van bijna 30 MW meegenomen.
- Ook de EZH heeft verschillende plannen (Korevaar, 1998). Voor de Maasvlakte is men bezig met het afronden van een MER procedure voor het bijstoken van 150.000 ton per jaar aan biobrandstofkorrels. Een bijstookpercentage van 5% wordt genoemd. Voor ander reststromen is men nog druk met de MER procedure bezig. De bedoeling is om naar 10% bijstook te komen. Een tijdpad wordt niet gegeven. Ook dit project zou in 2000 gerealiseerd kunnen zijn. Voorlopig wordt alleen uitgegaan van realisatie van het bijstoken van de biomassakorrels (15 MW).
- De EDON heeft twee plannen ontwikkeld (Kasper, 1998). Dit betreft een kleine centrale van 5 MW op snoeihout en een WKK installatie van 400 KW in Goor. Beide projecten kunnen in 2000 gerealiseerd zijn.
- De PNEM wil eind 1999 een bio-energiecentrale (een wervelbedketel, met stoom cyclus) te Cuijk in gebruik nemen (Stravers, 1998). Het gaat hier om een installatie van 24,6 MW. De brandstof is dunningshout en resthout. Het rendement van de installatie is 32%.
- Wat betreft de EPON vindt er sinds 1996 bijstook plaats in de kolencentrale in Nijmegen. Het gaat hierbij om ongeveer 20 MW. Dit is het enige project dat al geruime tijd draait.
- Bij de UNA lopen er voorbereidingen voor het bijstoken van zuiveringslib. Het gaat hier om 15 MW. Het is niet duidelijk of dit project in 2000 gerealiseerd kan zijn.

Het totale vermogen waarvan hier als realistisch voor het jaar 2000 uitgegaan wordt ligt rond de 100 MW. Een fors gedeelte van dit vermogen moet, wat bijstook betreft, eind 1999 begin 2000 gaan draaien. Ongeveer 50 MW extra vermogen zit dan nog in de pijplijn, en wordt hier mede doordat nog geen concrete realisatiedatum bekend is niet meegenomen. Hierbij kan opgemerkt worden dat er van diverse kanten vraagtekens gezet worden bij de beschikbaarheid van voldoende biomassa/reststromen (Ten Kroode, 1998).

### A.2.7 Koude- en warmteopslag

De fossiele energiebesparing die hiermee samenhangt ontbreekt in de CBS publicaties. In een rapport van Ecofys (Ecofys, 1997) zijn cijfers voor 1995 opgenomen (fossiele energie besparing 0,04 PJ). Sindsdien is het snel gegaan (Phillippens, 1998). In 1997 kwam het aantal gerealiseerde projecten op ruim 50. Dit is exclusief projecten in de agrarische sector omdat hier moeilijk zicht op te krijgen is. Per jaar komen er ongeveer 30 projecten bij (Van Mourik, 1998).

De fossiele energiebesparing komt in 2000 uit op ongeveer 0,3 PJ (EZ noemt een besparing van 2 PJ). Doordat er nogal wat aannamen in het hier gepresenteerde cijfer zitten is de marge tamelijk groot, namelijk 0,2 tot 0,6 PJ.

### A.2.8 Warmtepompen

Bij warmtepompen speelt de berekeningswijze van duurzame energie een belangrijke rol. Volgens het Protocol Monitoring Duurzame Energie van Novem, EnergieNed en CBS worden industriële warmtepompen en dubbelfunctionele en omkeerbare warmtepompen niet tot duurzame energie gerekend maar tot energiebesparing (De Jager, 1997). Van de 3,5 PJ die in 1997 door warmtepompen bespaard wordt blijft volgens deze afspraken 0,3 PJ duurzame energie over (Van Brummelen, 1998). In het overzicht is daarom de bespaarde fossiele energie door hergebruik van industriële restwarmte niet meer gewaardeerd (ofwel de besparing is in het overzicht met nul vermenigvuldigd). De ontwikkelingen bij warmtepompen vertonen een grillig karakter. Zo wordt een fors deel van de besparing bereikt door slechts twee industriële projecten. In de meest recente inventarisatie (Slob, 1994) wordt op basis van subsidiegegevens een inschatting gegeven over het aantal projecten dat in 1998 gerealiseerd zou kunnen worden (30% meer dan in 1997).

Voor de warmtepompen binnen de CBS definitie is uitgegaan van een groei van 3500 in 1997 naar bijna 8000 in het jaar 2000. Voor de warmtepompen buiten de CBS definitie wordt een lagere groei verondersteld en zijn er ook geen nieuwe grote projecten verondersteld. De besparing bij dit deel groeit hierdoor in de periode 1997 tot en met 2000 met 20%.

### A.2.9 Overige bronnen van duurzame energie

Voor verbranding bij de industrie, verbranding bij de huishoudens (houtkachels etc.), de winning van fermentatiegas en de winning van stortgas zijn voor de jaren 1997 tot en met 2000 de laatste statistische cijfers aangehouden (de produktie is constant in de tijd verondersteld). De besparing door passieve zonne-energie is bepaald door de 57 PJ uit 1995 toe te laten nemen met het aantal woningen.

## A.3 Enige kenmerkende cijfers

In Tabel A.1 zijn nog enige kenmerkende cijfers over enkele duurzame energieopties opgenomen. De tabel is vooral opgenomen om de tendens in de tijd aan te geven. Aangaande energie uit biomassa is aangegeven hoe groot het totaal aan elektrisch vermogen is dat bij de diverse installaties genoemd is. Er zijn veel energiebedrijven die zeer concrete plannen voor het gebruik van biomassa voor energieopwekking aan het uitwerken zijn. Het is bij veel projecten echter nog onzeker of realisatie nog in of voor het jaar 2000 kan plaatsvinden, of dat dit pas daarna kan. Vandaar dat hier een grote marge is aangehouden.



Tabel A.1 *Selectie van enige kenmerkende cijfers van een aantal duurzame energieopties voor de periode 1990-2000*

Jaar	Vermogen windturbines [MW]	Zonnecellen vermogen [MW <sub>p</sub> ]	Zonneboilers aantallen [× 1000]	Vermogen energie uit biomassa [MW]
1990	57	0,8	2	0
1991	92	1,0	3	0
1992	109	1,3	6	0
1993	138	1,6	8	0
1994	157	2,0	10	0
1995	257	2,4	14	0
1996	300	3,3	18	10
1997	335	4,0	25	20
1998	375	5,5	40	30
1999	424	8,5	60	50
2000	475	12,5	80	100
2000 hoog	490	18,0	120	135
2000 laag	435	9,0	60	60

## BIJLAGE B VERWACHTINGEN OMTRENT KOSTEN, POTENTIEEL EN PERFORMANCE VAN DUURZAME ENERGIE OPTIES

In deze bijlage wordt een overzicht gegeven van de uitgangspunten die in deze studie voor duurzame energieopties zijn gehanteerd. De veronderstelde kostendalingen worden ten dele bepaald door onderzoek en ontwikkeling en ten dele door verwachte vergroting in productieschaal en door standaardisatie.

### B.1 Windenergie

In deze analyse zijn drie soorten locaties voor windenergie onderscheiden:

- onshore windenergie op een kustlocatie,
- onshore windenergie op een binnenlandlocatie,
- offshore windenergie.

#### B.1.1 Onshore windenergie

Bij nieuw geïnstalleerde onshore windturbines zijn over de afgelopen decennia enkele trends waarneembaar die zich hoogstwaarschijnlijk door zullen zetten in de toekomst:

- het geïnstalleerde nominale vermogen en het rotoroppervlak nemen toe,
- het totaal geïnstalleerde vermogen wereldwijd, maar vooral in Europa, neemt sterk toe,
- de gemiddelde masthoogte van nieuw geïnstalleerde turbines neemt toe.

Deze tendensen hebben er onder andere toe bijgedragen dat door schaalvoordelen en leereffecten de kostprijs van de turbine, uitgedrukt in  $f/kW$ , en de kostprijs van windenergie, uitgedrukt in  $f/kWh$  gedaald zijn.

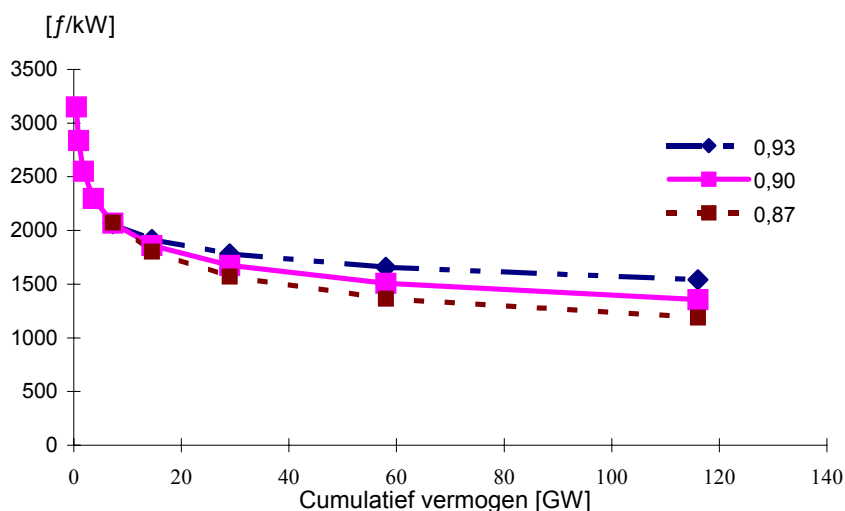
#### *Investeringskosten*

Op basis van historische gegevens kan worden vastgesteld dat de progress ratio bij windenergie 0,90 bedraagt (Seebregts et al, 1998). Uitgaande van een wereldwijd geïnstalleerde capaciteit van 7680 MW in 1997<sup>11</sup> en een gemiddelde kostprijs van 2050 NLG/kW<sup>12</sup> is in Figuur B.1 een leercurve uitgezet. In dezelfde figuur zijn tevens leercurves aangegeven voor afwijkende progress ratio's in positieve zin (0,87) en negatieve zin (0,93). Het betreft hierbij gemiddelde verkoopprijzen inclusief installatie en in bedrijfname.

---

<sup>11</sup> The Danish Wind Turbine Manufacturers Association, <http://www.windpower.dk/stat/tab19.htm>

<sup>12</sup> Op basis van data die verzameld zijn in het kader van het EU-TEEM project waarin ECN participeert (nog te publiceren).



Figuur B.1 *Prijzontwikkelingen van onshore windturbines*

De groeivoet van wereldwijd geplaatst vermogen bedroeg over de periode 1985 tot 1995 gemiddeld 18,4% per jaar<sup>13</sup>. Opgemerkt wordt dat deze groei de optelsom is van de groei in aantal geplaatste turbines per jaar en de groei van het gemiddeld vermogen van turbines. Gedurende de laatste jaren was de groei wat hoger met circa 25% per jaar. Bij gelijke gemiddelde groeivoet van nieuw vermogen (18,4% per jaar) en rekening houdend met de vervanging van oude installaties na 20 jaar zal in 2010 het wereldwijd opgestelde vermogen 71 GW bedragen, in 2020 zal dit 385 GW zijn. De World Energy Outlook (IEA, 1998) gaat daarentegen uit van een wereldwijd opgesteld vermogen van 26 GW in 2010 en 47 GW in 2020, hetgeen een groeivoet van circa 7% per jaar inhoudt.

De schatting voor de wereldwijde groei kiest tussen deze twee uitersten. Enerzijds lijkt het niet waarschijnlijk dat de gemiddelde groeivoet van 18,4% door zal zetten over een periode van 35 jaar (1985-2020). Het overgrote deel van de groei in de afgelopen jaren vond in Europa plaats waar effecten van liberalisering (hogere rentabiliteitseisen door investeerders) en afnemend aantal optimale locaties op termijn merkbaar zullen worden. De ontwikkeling van niet-Europese markten komt slechts moeizaam op gang vanwege de geringe incentives die er in die landen zijn. Anderzijds is het onwaarschijnlijk dat de gemiddelde groeivoet zal dalen tot 7%. Voor de 'best guess' is uitgegaan van een gemiddelde groeivoet tot 2020 van 13% per jaar, wat resulteert in een wereldwijd cumulatief opgesteld vermogen van 40 GW in 2010 en 140 GW in 2020. Voor de lage schatting wordt uitgegaan van een 20% groter, voor de hogere schatting van een 20% kleiner opgesteld vermogen.

In combinatie met de leercurve zal dit leiden tot de kosten zoals vermeld in Tabel B.1.

<sup>13</sup> Het betreft hier data die verzameld zijn in het kader van het EU-TEEM project waarin ECN participeert (nog te publiceren).

Tabel B.1 *Kostenschatting op basis van leercurves: kosten van windenergie in 2010 en 2020 bij verschillende progress ratio's en wereldwijde productie van vermogens [f/kW]*

Jaar	Cumulatief vermogen (schatting)	Cumulatief vermogen [GW]	Lagere schatting [P.R. = 0,87]	Best guess [P.R. = 0,9]	Hogere schatting [P.R. = 0,93]
2010	Klein	32	1542	1653	<b>1767</b>
	Best guess	40	1474	<b>1598</b>	1727
	Groot	48	<b>1422</b>	1554	1694
2020	Klein	110	1199	1366	<b>1550</b>
	Best guess	140	1146	<b>1320</b>	1514
	Groot	170	<b>1105</b>	1284	1485

De cursief weergegeven cijfers zijn gebruikt voor de modelberekeningen. In sommige gevallen zal in de praktijk bij turbines op een binnenlandlocatie gekozen worden voor een grotere rotor-diameter en/of een grotere masthoogte. Dit zal leiden tot hogere investeringskosten hetgeen wordt gecompenseerd door een hogere opbrengst.

In de modelberekeningen is dit onderscheid niet essentieel en wordt uitgegaan van dezelfde turbines die op binnenlandlocaties een lagere energieopbrengst hebben dan turbines op kustlocaties

#### *Kosten voor bedrijfsvoering*

De kosten voor bedrijfsvoering bedragen 2,5% van de investeringskosten. Dit percentage wordt over de tijd constant gehouden.

#### *Opbrengst en rendement*

De opbrengst van een turbine wordt bepaald door de vermogenscurve van een turbine, het wind-regime (gemiddelde windsnelheid, windsnelheidsverdeling) en het conversierendement. Bij het ontwerp van een windturbine wordt in belangrijke mate de opbrengstfactor bepaald door o.a. keuze van masthoogte en vermogen van de generator. Bij het ontwerp vindt een afweging plaats tussen de maximale jaaropbrengst en de beschikbaarheid.

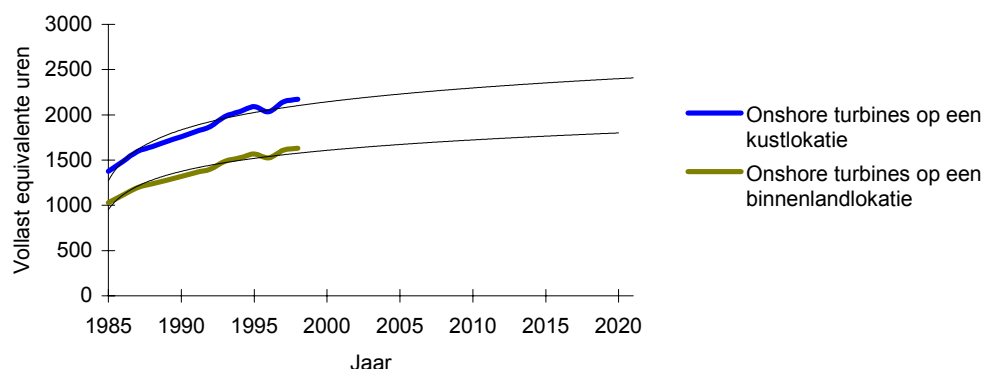
Bij de conversie van de energie in de wind is naar elektriciteit die geleverd wordt, spelen een aantal omzettingsrendementen een rol, zoals de vermogenscoëfficiënt, de array-efficiency (turbines in een park verstoren de aanstroming voor de erachter geplaatste turbines), de beschikbaarheidsfactor (afhankelijk van storingen en onderhoud), enz. Deze rendementen zijn in de loop der jaren verbeterd.

In de modelberekeningen wordt een vereenvoudigde berekeningsmethodiek toegepast. Door de totale energieopbrengst van een turbine (in kWh/jaar) te delen door het nominale vermogen ontstaat een aantal vollast-equivalente uren. Dit aantal vollast-equivalente uren is in de loop der jaren toegenomen. Voor binnenlandlocaties is in de modelberekeningen uitgegaan van een 25% lagere energieopbrengst. In de onderstaande figuur is de ontwikkeling van de energieopbrengst in de loop der jaren uitgezet<sup>14</sup>. Omdat de energieopbrengst steeds meer naar een theoretisch maximum toegroeit, is de verwachting dat de stijging in energieopbrengst zal gaan afnemen. Dit is weergegeven door middel van een logaritmische trendlijn. Deze wordt als best guess gehanteerd.

<sup>14</sup>De historische curves zijn geconstrueerd op basis van de volgende bronnen:

- Beurskens et.al., *Wind energy*, ECN in samenwerking met Risø Denemarken en Garrad Hassan GB, paper gepresenteerd op Eurosun 1996 conferentie te Freiburg Duitsland, Petten, ECN-RX-96-057.
- Kooijman, H.J.T., *Trends in windenergie - van onshore naar offshore*, ECN-DE Memo 98-090, Petten, 1998.
- Beek, A. van en H. Kohlman, *Nationale gegevensverzameling windenergie - Algemeen jaarverslag 1995*, CEA, Rotterdam, 1996.
- *Renewable energy - sector overview*, *Energy Technology Information Base 1980-2010*, THERMIE-Atlas project, STR/519/95.

### Energieopbrengst van onshore windturbines



Figuur B.2 *Energieopbrengst van onshore windturbines*

In de modelberekeningen wordt met de in Tabel B.2 gegeven waarden gerekend voor de energieopbrengst in vollast equivalente uren per jaar.

Tabel B.2 *Veronderstelde draaiuren in 2010 en 2020*

Locatie	2010	2020
Binnenland	1714	1793
Kust	2285	2391

#### *Technisch potentieel*

In 1996 is door Novem een meerjarenprogramma Windenergie in Nederland (TWIN 1996-2000) geformuleerd. De doelstelling die daarin voor onshore windenergie genoemd wordt, 1500 MW in 2007, is door het Ministerie van Economische Zaken overgenomen. Deze doelstelling wordt ook wel als praktisch potentieel gezien vanwege het geconstateerde geringe maatschappelijke draagvlak. Het toekennen van 1000 MW aan provincies en gemeenten via bestuursovereenkomsten blijkt al niet gemakkelijk.

In de modelberekeningen is er van uitgegaan dat het maatschappelijk weerstanden niet een constante factor behoeven te zijn en dat het potentieel voor windenergie op land op termijn 2020 groter is dan 1500 MW. Het maatschappelijk potentieel is immers ook te beïnvloeden o.a. door vergunningsprocedures te wijzigen, door prikkels te geven aan lagere overheden en bijvoorbeeld Rijkswaterstaat teneinde windenergie te laten realiseren binnen hun beheersgebied. Tevens is het te beïnvloeden door omwonenden constructief te betrekken in de besluitvorming en eventueel mede-eigenaar te laten zijn van windturbines. Uit ervaringen in Denemarken en Duitsland is gebleken dat middels een aanpak met aandacht voor deze zaken meer windenergieprojecten gerealiseerd worden. De problemen met betrekking tot het realiseren van windenergieprojecten worden inmiddels breed onderkend. Novem poogt via het uitvoeren van snelle inventarisaties (quick scans) voor gemeenten, deze overheden te wijzen op de mogelijkheden van windenergie binnen hun gemeentegrenzen.

Overigens blijkt uit buitenlandse ervaringen dat door een gunstige rentabiliteit van windenergieprojecten de maatschappelijke weerstand vermindert en dat dit ook tot het realiseren van windenergieprojecten op minder gunstige binnenlandlocaties heeft geleid. De veronderstelde kostendaling voor windturbines, de opschaling van windturbines en de aanzienlijke financiële ondersteuning die in deze studie zijn meegenomen, zullen er toe leiden dat ook in Nederland meer binnenlandlocaties interessant worden.

Hier is uitgegaan van een windenergiepotentieel met een omvang van 1750 MW in 2010 en 3000 MW in 2020. Dit aanvullende potentieel is vooral voorzien op binnenlandlocaties (zie Tabel B.3). Het te realiseren potentieel is in de modelberekeningen bepaald op basis van bedrijfs-economische criteria en rekening houdende met een spreiding in de rentabiliteit van verschillende windenergieprojecten.

Tabel B.3 *Maximaal potentieel voor windenergie op landlocaties in 2010 en 2020*

[MW]	2010	2020
Kustlocatie	810	950
Binnenlandlocatie	940	2050
Totaal	1750	3000

### B.1.2 Offshore windenergie

Waar er betrouwbare historische gegevens zijn over onshore windenergie, is dit veel minder het geval voor offshore windenergie. Weliswaar zijn er data van enkele kleine nearshore windparken, maar die zijn slechts ten dele representatief voor grootschalige windparken op zee. De input data voor de modelberekeningen die offshore windenergie betreffen zijn daarom minder zeker.

Ten opzichte van onshore windenergie zijn er enkele markante verschillen aan te wijzen:

- Door de relatief hoge kosten voor het plaatsen van funderingen in waterdieptes tussen de 10 en 25 m wordt getracht het vermogen per fundering te vergroten. Gedacht wordt aan turbinevermogens van 3 tot 4 MW.
- Geluidsoverlast vormt geen belemmering waardoor turbines met een hoger toerental kunnen draaien, wat gunstig is voor de prijs-prestatie verhouding.
- Op zee heerst een gunstiger windregime, waardoor relatief hogere opbrengsten gerealiseerd kunnen worden dan op landlocaties.
- De elektrische infrastructuur (transport van de energie naar land) is relatief kostbaar en heeft een relatief hoog aandeel in de investeringskosten.

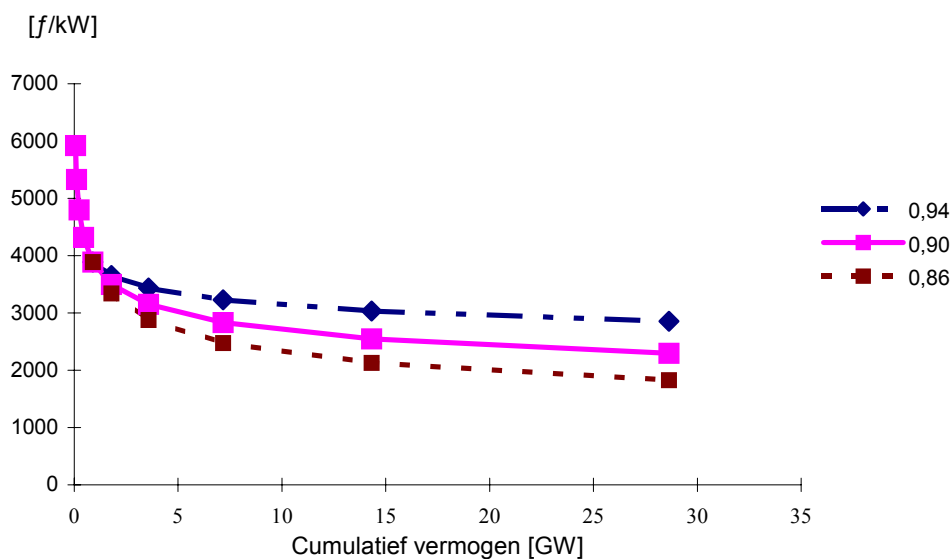
#### *Investeringskosten*

Omdat de ontwikkelingen op offshore windenergie gebied zich nog in een zeer pril stadium bevinden en er nauwelijks goede data beschikbaar zijn, is de kostenprognose van offshore windenergie veel onzekerder dan die van onshore windenergie.

In (Kooijman, 1998) is een overzicht gegeven van twee projecten die op offshore gebied zijn uitgevoerd (Tunø Knob en Bockstigen-Valar, beiden in de Oostzee) en een zestal gedetailleerde haalbaarheidsstudies die concrete windparken in de Oostzee en Noordzee betreffen die op korte termijn uitgevoerd kunnen worden. Het gaat daarbij in het totaal om een vermogen van 895 MW met een gemiddelde prijs van  $f$  3380 per kW geïnstalleerd vermogen. Deze parken bevinden zich 3 tot 15 km uit de kust. Deze gegevens, die de meest concrete zijn die er op dit moment beschikbaar zijn, worden als basis genomen voor de leercurve van offshore windenergie. Er wordt aangenomen dat al deze parken in 2001 gerealiseerd zullen zijn. Voor een grotere afstand tot de kust (30-50 km) zullen de kosten naar schatting 15% hoger zijn.

In (Neij, 1997) wordt beschreven dat de progress ratio voor installaties gemiddeld 0,9 bedraagt, gelijk aan de progress ratio voor onshore windenergie. Deze wordt overgenomen als 'best guess'. Omdat voor offshore windenergie de ontwikkelingen onzekerder zijn wordt voor de hoge en lage schatting een iets grotere marge gehanteerd: respectievelijk +0,04 en -0,04.

In Figuur B.3 zijn op basis van bovenstaande gegevens leercurve's weergegeven met progress ratio's van achtereenvolgens 0,86, 0,9 en 0,94. Het betreft hierbij verkoopprijs inclusief installatie en in bedrijfname.



Figuur B.3 Prognose van de investeringskosten voor offshore windturbines

Schattingen omtrent een wereldwijd potentieel van offshore windenergie in 2010 en 2020 zijn hoogst onzeker. Wel is duidelijk dat ontwikkelingen op dit gebied zich voornamelijk in Europa zullen afspelen. Uitgaande van het eerder afgeleide wereldwijd cumulatief opgesteld vermogen van 40 GW in 2010 en 140 GW in 2020, en de aanname dat 10% van dit vermogen op zee gerealiseerd zal worden, kunnen prognoses voor het potentieel op zee gemaakt worden: 4,0 GW in 2010 en 14 GW in 2020. Deze waarden worden overgenomen als 'best guess'. Voor de lage schatting wordt uitgegaan van een 20% lager potentieel, voor de hogere schatting van een 20% hoger potentieel. In combinatie met de leercurve zou dit tot de volgende kosten leiden. De cursief weergegeven cijfers zijn gebruikt voor de modelberekeningen.

Tabel B.4 Kostenschatting op basis van leercurves: kosten van offshore wind in 2010 en 2020 bij verschillende progress ratio's en wereldwijde productie van vermogens [f/kW]

Jaar	Potentieel (schatting)	Potentieel [GW]	Lagere schatting [P.R. = 0,86]	Best guess [P.R. = 0,9]	Hogere schatting [P.R. = 0,94]
2010	Klein	3,2	2946	3203	<i>3469</i>
	Best guess	4,0	2806	<i>3096</i>	3401
	Groot	4,8	<i>2697</i>	3011	3346
2020	Klein	11	2247	2651	<i>3105</i>
	Best guess	14	2140	<i>2562</i>	3043
	Groot	17	<i>2056</i>	2491	2993

#### Kosten voor bedrijfsvoering

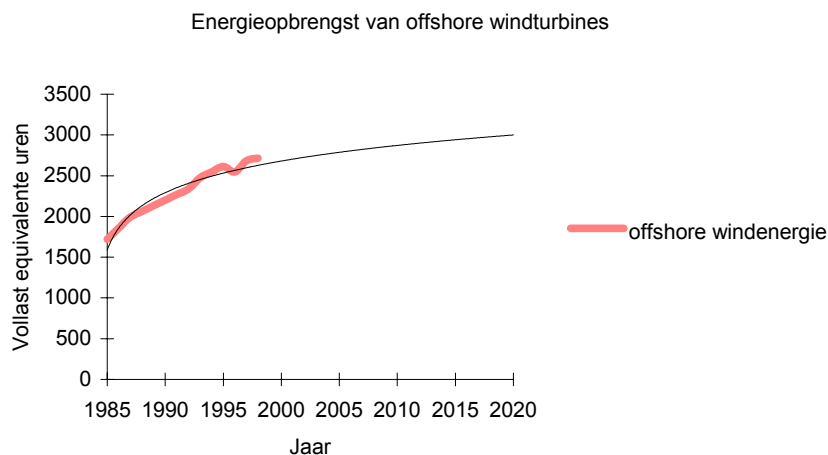
De kosten voor bedrijfsvoering bedragen 3,5% van de investeringskosten. Dit percentage wordt over de tijd constant gehouden.

#### Opbrengst en rendement

Ook bij offshore windturbines wordt de opbrengst van een turbine bepaald door de vermogenscurve van een turbine, het windregime (gemiddelde windsnelheid, windsnelheidsverdeling) en het conversierendement.

Vooraf het rendement van het energietransport naar land kan grote invloed hebben. Dit is de reden waarom bij grotere afstanden tot de kust (vanaf circa 30 km) gekozen wordt voor een gelijkspanningskabel. De investeringen hiervoor zijn veel hoger dan bij een wisselspanning infrastructuur, maar dit wordt ruimschoots gecompenseerd door het veel geringere transportverlies.

Door het grotere windaanbod is het aantal vollast equivalente uren groter dan bij onshore turbines. Er wordt uitgegaan van een 25% hogere opbrengst dan bij onshore windenergie op kustlocaties. Omdat de energieopbrengst steeds meer naar een theoretisch maximum toegroeit, is de verwachting dat de stijging in energieopbrengst zal gaan afnemen. Dit is weergegeven door middel van een logaritmische trendlijn (zie Figuur B.4). Deze wordt als best guess gehanteerd.



Figuur B.4 *Prognose van de energieopbrengst van offshore windturbines*

Op basis van de 'best guess' bedraagt in 2010 de energieopbrengst 2860 vollast equivalente uren. In 2020 bedraagt de energieopbrengst 3000 vollast equivalente uren.

#### *Technisch potentieel*

In een studie door E-connection (Bakker, Coelingh, Arkestijn, 1997) is berekend dat op het Nederlandse deel van de Noordzee met uitzondering van de scheepvaartroutes en gebieden die voor defensie, recreatie en visserij gebruikt worden er zo'n 200 GW aan offshore windenergie gerealiseerd zou kunnen worden. Hierin ligt dus geen essentiële restrictie. De restrictie in technisch potentieel wordt vooral bepaald door de beperkingen in de bouw van een grootschalig windpark: de productie en vooral plaatsing van alle componenten. Dit laatste wordt bepaald door het aantal geschikte werkdagen op zee (golf- en windcondities) en het aantal beschikbare werkschepen.

In de modelberekeningen wordt uitgegaan van de volgende maximaal te realiseren potentiëlen per periode.

Tabel B.5 *Maximaal te realiseren potentiëlen voor offshore windenergie*

2000-2005	2005-2010	2010-2020
500 MW	750 MW	2000 MW
(100 MW/jaar)	(150 MW/jaar)	(200 MW/jaar)

## B.2 Zon-PV

De belangstelling voor fotovoltaïsche energie, met name voor netgekoppelde systemen, is de laatste jaren sterk toegenomen. Hoewel Nederland minder gunstig gelegen is voor wat betreft de hoeveelheid zonne-instraling kan bij verregaande kostenreductie en rendementsverbetering PV in toenemende mate een bijdrage gaan leveren aan de Nederlandse energievoorziening.



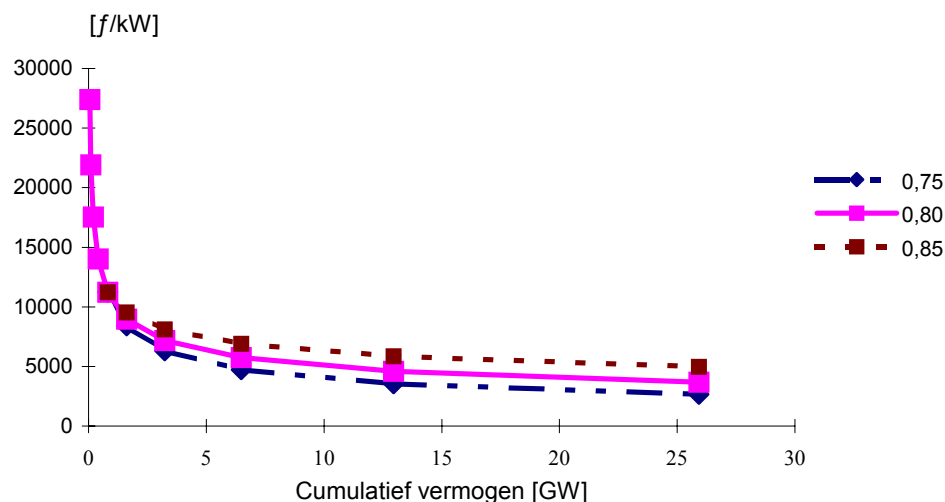
### Investeringskosten

De investeringskosten zijn op te splitsen in een drietal groepen: de modulekosten, de kosten voor bevestigingsmateriaal en Balance Of System (BOS) kosten (kosten voor overige componenten en voor installatie).

De kostendaling wordt naar verwachting vooral gerealiseerd door een aantal factoren:

- gebruik van andere materialen (dunne film),
- verbetering van concepten in de BOS-sfeer (inverters, bevestigingsconcepten),
- verlaging van de installatiekosten door standaardisatie en prefabricage,
- toepassing van andere productieprocessen (arbeidsextensivering),
- schaal- en leereffecten door sterk toenemende cumulatieve productie op wereldschaal.

Op basis van historische gegevens van 1976 tot 1997<sup>15</sup> kan worden vastgesteld dat de progress ratio bij fotovoltaïsche energie 0,71 bedraagt. Deze progress ratio is in de loop van de tijd echter sterk toegenomen. Voor de periode 1985 tot 1997 bedroeg de progress ratio 0,76 en over de periode 1990 tot 1997 was de progress ratio 0,79. Hier is er vanuit gegaan dat de progress ratio uiteindelijk stabiliseert op 0,80. Deze waarde wordt hier genomen als 'best guess'. Uitgaande van een wereldwijd geïnstalleerde capaciteit van 810 MW<sub>piek</sub> in 1997 en een gemiddelde kostprijs van ruim 11.000 f/kWp, is in Figuur B.5 een leercurve uitgezet. In dezelfde figuur zijn tevens leercurves aangegeven voor afwijkende progress ratio's in positieve zin (0,85) en negatieve zin (0,75). Het betreft hierbij gemiddelde verkoopprijzen inclusief installatie en in bedrijfsname.



Figuur B.5 *Prijzontwikkelingen van fotovoltaïsche systemen*

Op basis van de historische gegevens kan worden vastgesteld dat het wereldwijd cumulatief geproduceerde vermogen van 1976 tot 1997 gemiddeld met circa 29% per jaar groeit. Deze groei neemt echter in de loop der jaren af: van 1980 tot 1997 bedraagt de gemiddelde groei circa 25% per jaar, van 1985 tot 1997 circa 19% per jaar en van 1990 tot 1997 circa 17% per jaar. De World Energy Outlook (IEA, 1998) gaat uit van een maximaal wereldwijd potentieel van 2,8 GW in 2010 en 12 GW in 2020<sup>16</sup>. De gemiddelde groeivoet die daaruit af te leiden valt bedraagt voor de periode 1997 tot 2010 circa 10% per jaar en voor de periode 1997 tot 2020 circa 12,4% per jaar.

<sup>15</sup> Dit betreft data die verzameld zijn in het kader van het EU-TEEM project waarin ECN participeert (nog te publiceren).

<sup>16</sup> Dit potentieel is enigszins aan de optimistische kant daar het een getal betreft inclusief getijdenenergie en andere kleine restposten. Een correctie hiervoor wordt, gezien de geringe invloed ervan gekoppeld aan de (on-)zekerheid van de getallen, niet zinvol geacht.

Voor de modelberekeningen wordt uitgegaan van 15% groei per jaar. Bij deze groeivoet zal het wereldwijd cumulatief geproduceerde vermogen in 2010 circa 5 GWp bedragen en in 2020 20 GWp. Deze waarden worden overgenomen als ‘best guess’. Voor de lage schatting wordt uitgegaan van een 40% lager potentieel, voor de hogere schatting van een 40% hoger potentieel. Deze marge is gehanteerd in verband met de aanzienlijke onzekerheid in het toekomstige groeitempo van zon-PV. In combinatie met de leercurve-variantie zal dit leiden tot de kosten in aangegeven in Tabel B.6<sup>17</sup>.

Tabel B.6 *Kostenschatting op basis van leercurves: kosten van netgekoppelde zon-PV in 2010 en 2020 bij verschillende progress ratio's en wereldwijde productie van vermogens [f/kW]*

Jaar	Opgesteld vermogen (schatting)	Opgesteld vermogen [GW]	Lagere schatting [P.R. = 0,75]	Best guess [P.R. = 0,80]	Hogere schatting [P.R. = 0,85]
2010	Klein	3,0	6519	7364	<b>8258</b>
	Best guess	5,0	5274	<b>6248</b>	7326
	Groot	7,0	<b>4586</b>	5606	6770
2020	Klein	12	3654	4701	<b>5955</b>
	Best guess	20	2954	<b>3986</b>	5280
	Groot	28	<b>2568</b>	3576	4879

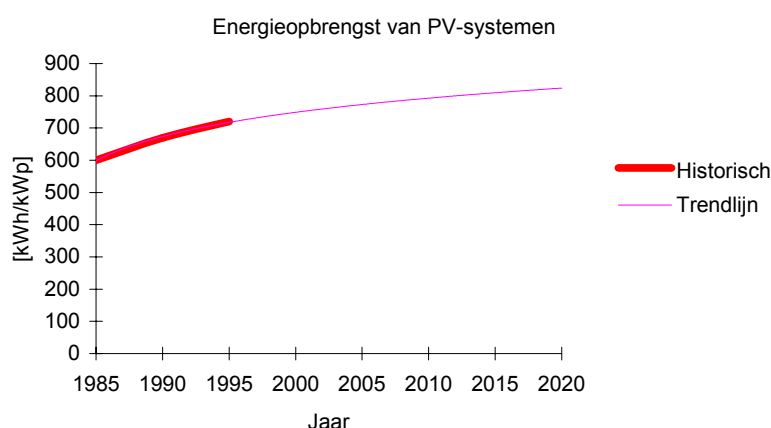
De cursief weergegeven cijfers zijn gebruikt voor de modelberekeningen

#### *Kosten voor bedrijfsvoering*

De kosten voor bedrijfsvoering bedragen 2% van de investeringskosten. Dit percentage wordt over de tijd constant gehouden.

#### *Energieopbrengst*

De energieopbrengst van PV-systemen is vooral afhankelijk van de hoeveelheid zonneinstraling (in Nederland circa 1000 kWh/m<sup>2</sup> op jaarbasis) en het conversierendement van het systeem. Omdat de energieopbrengst steeds meer naar een theoretisch maximum toegroeit, is de verwachting dat de stijging in energieopbrengst zal gaan afnemen. Dit is weergegeven door middel van een logaritmische trendlijn. Deze wordt als best guess gehanteerd.

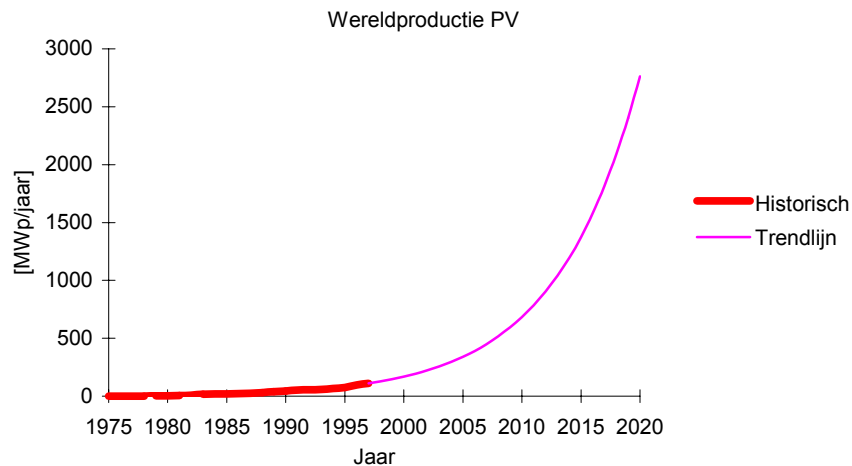


Figuur B.6 *De energieopbrengst van PV-systemen*

<sup>17</sup> Hier wordt melding gemaakt van een initiatief van enkele Nederlandse marktpartijen om middels de realisatie van een veel grotere productieplant voor PV-systemen dan tot dusverre gebruikelijk (100 MW<sub>p</sub> per jaar) een versnelde daling van de kostprijs van PV te realiseren. Dit zogenaamde Deltaplan zou moeten leiden tot een grotere prijsdaling dan hier geschat. In deze analyse is niet met een dergelijke versnelde ontwikkeling rekening gehouden.

### Technisch potentieel

De productiecapaciteit van PV-cellen zou een knelpunt bij de implementatie van fotovoltaïsche energie kunnen zijn. In de onderstaande figuur is aangegeven hoe de groei historisch is verlopen. De gemiddelde groeivoet in productiecapaciteit bedroeg in de periode van 1975 tot 1997 circa 41% en nam af tot circa 14,4% in de periode van 1990 tot 1997. Bij het vaststellen van de trendlijn is er hier van uitgegaan dat de productiecapaciteit met 15% per jaar groeit<sup>18</sup>.



Figuur B.7 Wereldproductie van PV-cellen

Een knelpunt zou gevormd kunnen worden door de hoeveelheid dakoppervlak dat beschikbaar en geschikt is voor PV. In verschillende studies zijn schattingen gemaakt op basis van aannames m.b.t. renovatie van daken in de bestaande gebouwen voorraad en prognoses voor nieuwbouw. CE<sup>19</sup> schat het technisch potentieel op circa 33 km<sup>2</sup>/jaar. Een groot deel van dit oppervlak zal echter niet beschikbaar zijn voor PV-systemen i.v.m. oriëntatie, beschaduwing of andere gebruiksfuncties. Novem<sup>20</sup> stelt dat slechts 2,3 km<sup>2</sup>/jaar echt geschikt is voor de toepassing van PV-systemen.

Gezien het toenemende cel- en modulerendement zal in de loop der jaren het benodigde dakoppervlak per kWp afnemen. In de onderstaande tabel is het technisch potentieel in Nederland aangegeven wanneer uitsluitend rekening gehouden wordt met het beschikbare dak- en geveloppervlak.

Tabel B.7 Technisch potentieel voor zon-PV

Periode	$W_e/m^2$	Technisch potentieel [MW/jaar]
2000-2005	147	338
2005-2010	160	368
2010-2015	172	396
2015-2020	183	421

<sup>18</sup> In de nota *Duurzame energie in opmars* wordt uitgegaan van een gemiddeld groeipercentage van circa 15% per jaar tot het jaar 2000, waarna het jaarlijks groeipercentage stijgt tot 25-30% per jaar. Op basis van de recente ontwikkelingen kan deze inschatting als optimistisch worden geïnterpreteerd.

<sup>19</sup> Centrum voor energiebesparing en schone technologie, *PV-potentieel op daken en gevels*, 3.789.1/CE, Delft, februari 1997.

<sup>20</sup> Novem, *Elektriciteit uit zonlicht*, Utrecht, 1995.

Het technisch potentieel op basis van beschikbaar dakoppervlak blijkt tot 2005 veel groter te zijn dan dat wat op basis van de toenemende wereld productiecapaciteit gerealiseerd zou kunnen worden. Ook daarna is het zeer onwaarschijnlijk dat de gehele wereldproductie ten behoeve van Nederland gebruikt zal worden.

Voor de modelberekeningen is uitgegaan van een Nederlands beslag op de wereldproductie van maximaal 10%, hetgeen in onderstaande tabel is weergegeven.

Tabel B.8 *Maximaal te realiseren potentiëlen voor zon-PV*

Periode	Additioneel technisch potentieel [MW/jaar]
2001-2005	26
2006-2010	53
2011-2015	106
2016-2020	213

### B.3 Zonneboilers bij woningen

#### B.3.1 Warm water toepassingen

Zon-thermisch kan verdeeld worden in zonneboilers voor huishoudelijke toepassingen, zonneboilers voor de dienstensector (ziekenhuizen, verzorgingshuizen), zonneboilers voor sportaccommodaties (met name zwembaden), voor de agrarische sector en voor industriële toepassingen. In veel gevallen gaat het hierbij om toepassing voor het produceren van warm water. Daarnaast kan ook warme lucht gemaakt worden (bijvoorbeeld voor het drogen van producten) en kan de warmte gebruikt (en opgeslagen) worden voor ruimteverwarmingsdoelen.

In Nederland is het gemiddelde aanbod van zonne-energie op een horizontaal vlak 3,6 GJ/m<sup>2</sup> per jaar (Novem, 1992). De dagelijkse instraling wisselt behoorlijk. Bovendien is het zomeraanbod een factor 5 groter dan het winteraanbod (Novem, 1990). Bij een hoek van 35 graden gericht op het zuiden wordt de grootste hoeveelheid straling opgevangen (4,14 GJ/m<sup>2</sup>). Een iets groter hoek (bijvoorbeeld 60 graden) vergroot de instraling in de winter maar verkleint wel de totale instraling (85% van het maximum). Een richtwaarde voor de besparing van een zonneboiler is 46% van het warm water verbruik (met een marge van 40% tot 60% afhankelijk van het collectoroppervlak en het type collector).

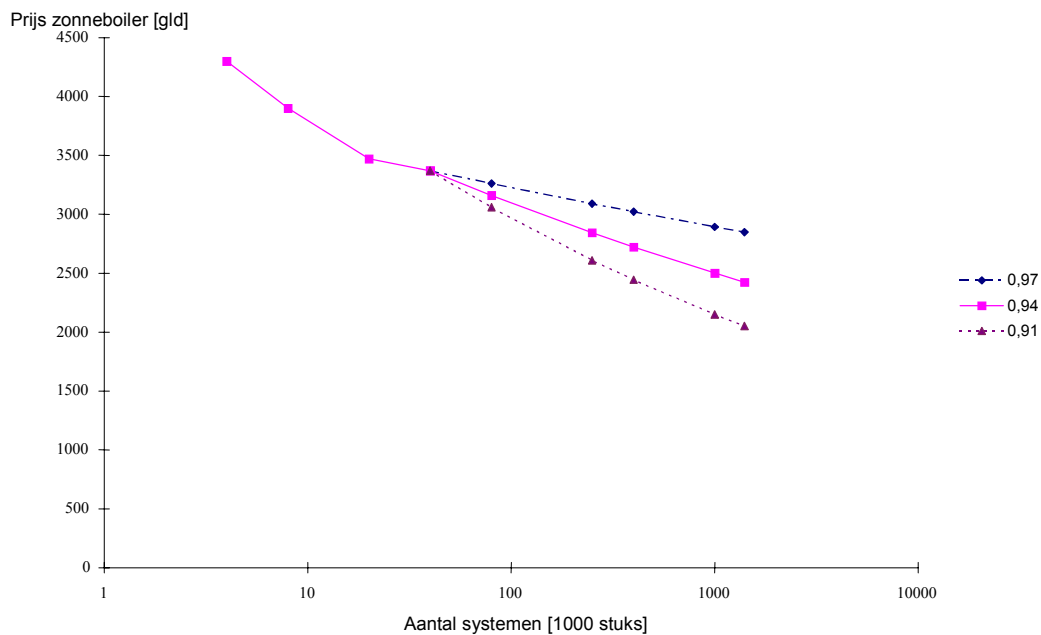
In principe is het ook mogelijk om een zonneboiler voor ruimteverwarming in te zetten, er zijn dan ook al zonneboilers ontwikkeld die geïntegreerd zijn in met een HR-ketel. In de zomer is de vraag naar ruimteverwarming echter beperkt. Ook in dit geval zal vooral bespaard worden op het energiegebruik voor het maken van warm water. Een optie om het besparingseffect op een andere manier te vergroten zou het gebruik van warm water uit de zonneboiler in (vaat)wasmachines en eventueel in de wasdroger zijn. Er zijn in Nederland nog geen systemen ontwikkeld die zonnewarmte gebruiken om te koelen.

De belangrijkste parameters bij de benutting van zonnewarmte zijn de omvang van de specifieke warmtevraag, de kosten van de installatie en de kosten van het alternatief.

### B.3.2 Kosten en potentieel

Een overzicht van de stand van zaken begin 1998 wordt gegeven in (Ten Kroode, 1998). Volgens het Projectbureau Duurzame Energie kost een zonneboiler in nieuwbouwsituaties nu ongeveer  $f$  3500 (incl. BTW en installatie excl. subsidies). Dit is een systeem dat aangesloten moet worden op de koud water ingang van de geiser of combi ketel. inclusief de modulerende geiser. Bij bestaande situaties zijn de kosten hoger:  $f$  4600  $f$  6700 per systeem. Voor een geïntegreerd systeem inclusief combiketel zijn de kosten circa  $f$  9500.

De ontwikkeling van de prijs van zonneboilers is zichtbaar in Figuur 11.8. De belangrijkste markt is die van nieuwbouwsituaties, hier zal deze paragraaf zich dan ook op richten. Rond 1991 waren de kosten van een 'kale' zonneboiler nog rond de 4100 gulden (Novem, 1990; Schoen, 1991; Ybema, 1995) versus  $f$  3500 in 1998. In de literatuur werd verschillende keren aangegeven dat de kostprijs binnen 5 jaar met 20% tot 40% zou dalen, in de praktijk bleek deze daling echter telkens niet op te treden. De figuur maakt duidelijk dat er sprake is van een kostprijsverlaging hoewel de progress ratio niet geheel constant is gebleven. De zonneboiler markt is nog steeds in beweging, zowel het aantal fabrikanten als het aantal leveranciers varieert. Een belangrijk aspect is dat de zonneboiler markt maar beperkt beschouwd kan worden als internationale markt, als gevolg van de specifieke dakintegratie, als ook de aanpassing aan de klimatologische omstandigheden. Kostprijsverlagingen zullen dan ook voornamelijk gerealiseerd moeten worden via afzetontwikkelingen op de Nederlandse markt.



Figuur B.8 Prijs van zonneboilers afhankelijk van de progress ratio

Toepassing van de leercurve methodiek leidt tot een meest waarschijnlijke schatting voor de kostprijs van de zonneboiler in nieuwbouwsituaties in 2020 van 2700 gulden (prijspeil gulden 1995, inclusief BTW) met een maximum van 3100 en een minimum van 2200 gulden. Deze 'best guess' is vrijwel gelijk aan het doel van 2350 gulden (2760 gulden inclusief BTW) dat in een meerjarenafspraak (Rossing, 1995) tussen het ministerie van Economische Zaken en enkele energiebedrijven al voor 1997 gesteld was.

### B.3.2 Besparing door zonneboilers en rentabiliteit

Bij de berekeningen aan de besparing door zonneboilers werd rond 1990 uitgegaan van een gasverbruik voor warm water van 450 m<sup>3</sup> per jaar. Dit is daarna bijgesteld tot 400 m<sup>3</sup> per jaar. Volgens de gegevens van het BAK onderzoek uit 1996 blijkt het echter nog lager te zijn (375 m<sup>3</sup> per jaar in 1996). Het verbruik stijgt wel in de loop van de tijd, volgens de bijgewerkte methode zou het in 1992 pas 360 m<sup>3</sup> per jaar zijn. Bij een besparingspercentage van 50% levert dit per zonneboiler een uitgespaarde hoeveelheid gas van 180 m<sup>3</sup> per jaar op. Bij 1 miljoen zonneboilers (genoemd voor 2020 in de DEIO nota (Ministerie van Economische Zaken, 1997) zou dit een besparing van 5 tot 6 PJ primaire energie opleveren (de DEIO nota noemt 6,7 PJ).

Wordt voor het plaatsingspotentieel naar het aantal nieuwbouwwoningen gekeken, ongeveer 2 miljoen tussen 2000 en 2020, dan blijkt de DEIO doelstelling haalbaar. Het maximum aantal zonneboilers bij nieuwbouwwoningen is wat lager dan 2 miljoen. De oriëntatie van woningen is namelijk niet altijd gunstig voor de plaatsing van een zonneboiler. ECN hanteert als oriëntatie factor voor bestaande bouw 50%, voor nieuwbouw tussen 1996 en 2000 0,75% en daarna 80%. Bij de genoemde 2 miljoen nieuwbouwwoningen kunnen dus maximaal 1,6 miljoen zonneboilers geplaatst worden.

Met de huidige prijzen kan hieruit berekend worden dat de terugverdientijd bij toepassing van de landelijke ZON-regeling boven de levensduur uitkomt. Met subsidies uit bijvoorbeeld de MAP-gelden kan de terugverdientijd rond de 15 jaar uitkomen hetgeen ook niet bepaald als rendabel aangemerkt kan worden. Ook op termijn, gesteld dat de zonneboiler inderdaad 2200 gulden gaat kosten, is de investering zonder subsidie niet rendabel.

Toch kan de onrendabele zonneboiler penetreren onder bepaalde voorwaarden zoals: aanwezigheid van subsidie, hogere vraag naar warm water dan gemiddeld, aanschaf door innovatoren, aanschaf uit oogpunt van milieubewustheid, aanschaf als statussymbool en tenslotte als onderdeel van wettelijke eisen (bijvoorbeeld: EPN, EPL)

## B.4 Zonneboilers bij overige sectoren

### B.4.1 Zwembaden

Een plaats waar het gebruik van zonneboilers al een grote vlucht heeft doorgemaakt is het gebruik voor het verwarmen van water bij zwembaden. Het belangrijkste voordeel hierbij is het lage temperatuurniveau dat nodig is, en vooral bij openlucht baden de gunstige koppeling tussen warmtevraag en zon-aanbod.

Volgens het CBS (1997) werd er in 1996 bij zwembaden 0,09 PJ bespaard door de inzet van zonnewarmte. Het potentieel ligt volgens Novem in 1997 (Novem, 1996) op 0,2 PJ bij privé zwembaden en op 0,25 PJ bij bedrijfsmatige zwembaden. Door de Novem wordt in dit kader ook gesproken van een doel van het Meerjarenprogramma zonne-energie van 0,1 PJ in 2000 en 0,3 PJ in 2010. De algemene indruk is, dat deze zonne-energie toepassing, mede door de subsidies, een goede rentabiliteit heeft.

Er zijn een drietal typen te onderscheiden: afgedekte collectoren voor binnenbaden, onafgedekte collectoren voor buitenbaden en de luchtcollector voor ventilatie van buitenlucht. die bij zwembaden kunnen worden toegepast. Voor de eerste twee zijn minimum en maximum schattingen voor de investeringskosten en energieopbrengsten per m<sup>2</sup> opgenomen in B.9. De luchtcollector voor verwarming van de ventilatielucht bij overdekte zwembaden is weggelaten. De cijfers laten zien dat er een grote marge in de kosten bestaat, die samenhangt met de gemaakte keuze van de installatie en locatiespecifieke omstandigheden.

Mede door deze marge is er uit de diverse bronnen geen lijn met een specifieke kostenreductie te halen. De onafgedekte collector heeft een terugverdiëntijd van ongeveer 15 jaar. Bij de afgedekte collector is de terugverdiëntijd het dubbele en dus langer dan de technische levensduur.

Wat de binnenlandse productie betreft kan gesteld worden dat de jaarlijkse productie, kijkend naar realisatie en potentieel, maximaal nog een factor 2 á 3 toe zou kunnen nemen. Hier zal volgens de gehanteerde methodiek dus geen grote kostenreductie meer uit voort komen. Bij de afgedekte collector kan opgemerkt worden dat deze mogelijk gebruik kan maken van afzetontwikkelingen in andere sectoren.

Tabel B.9 *Kosten en opbrengsten collectoren bij zwembaden*

Soort collector	Opbrengsten [GJ/m <sup>2</sup> ]		Kosten [f/m <sup>2</sup> ]	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Onafgedekt	0,8	1,0	180	300
Afgedekt	1,4	1,6	600	900

#### B.4.2 Zonne-energie in de overige sectoren

Het besparingspotentieel aan primaire energie door actieve zonne-energie systemen in de agrarische sector werd in 1986 ingeschat op ongeveer 7 PJ (Novem, 1990). Hiervan zat 2,5 PJ in het verwarmen van biogasreactoren (momenteel geen toepassingen), 0,5 PJ in warmwater productie, 3 PJ in stal en hokverwarming en 1 PJ bij kleinere posten (drogen, glastuinbouw en viskwekerijen). Uit oogpunt van kosten zijn de opties met een laag gewenst temperatuurniveau het meest interessant. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het drogen van gewassen en het verwarmen van water bij viskwekerijen.

Voor het gebruik van warm water wijkt de agrarische sector niet af van de situatie zoals die zich bij 'keukens' in de dienstensector zich voordoen. Ten opzichte van woningen is er vaak echter een grotere warm water vraag, wat gunstig is voor de rentabiliteit. Een voordeel bij de agrarische sector is de betrokkenheid van de gebruiker en de eenvoud van de installatie op bedrijfsgebouwen (korte afstand tot gebruikspunt, geen bijzondere eisen aan de afwerking). In de dienstensector is de afstand tussen zonneboiler en gebruikspunt veelal groter, en is er vaak sprake van extra eisen/investeringen bij het plaatsen van de zonneboiler.

Het plaatsen van zonneboilers voor ruimteverwarming (bijvoorbeeld vloerverwarming in de intensieve veehouderij, ziekenhuizen, verzorgingshuizen en overdekte zwembaden) is veelal nog erg duur, omdat het aanbod van warmte in de zomer komt maar de vraag in de winter. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat een deel van vraag naar ruimteverwarming continu is, aangezien de gewenste omgevingstemperatuur hoger ligt dan bij woningen gebruikelijk is.

#### B.5 Passieve zonne-energie

Passieve zonne-energie vormt sinds de uitvinding van het raam een belangrijke vorm van energie voor ruimteverwarming. De ruimte achter een raam vormt als het ware de 'collector' van de ingestraalde zonne-energie. Daarnaast zorgt een raam dat zonlicht in de ruimte komt, waardoor er minder gebruik gemaakt hoeft te worden van kunstlicht. Een nadeel van een groot glasoppervlak is dat 's zomers de temperatuur te hoog op kan lopen, wat extra ventilatie of zelfs koeling noodzakelijk maakt. Bovendien is er in het stookseizoen extra warmteverlies ten opzichte van een geïsoleerde spouwmuur.

Een sector die bijzonder veel gebruik maakt van passieve zonne-energie is de glastuinbouw. Ook bij gebouwen, zoals bijvoorbeeld kantoren, speelt het een belangrijke factor. Passieve zonne-energie bij huishoudens en de utiliteitsbouw wordt niet meegeteld in de nieuwe definitie van duurzame energie omdat de bijdrage niet goed kan worden vastgesteld en lastig te monitoren is. Hier wordt kort aangegeven hoe groot de bijdrage van passieve zonne-energie ongeveer is.

Voor passieve zonne-energie bij woningen worden door Novem een aantal cijfers genoemd (Novem, 1997-2000). Zo zou in 1993 hiermee 43 PJ bespaard worden. Volgens de toelichting op het Protocol Monitoring Duurzame Energie (Novem, 1998), is dit de beste schatting uit een marge van 32 tot 54 PJ (Climatic Design Consult, 1995). Inmiddels is er een nieuwe studie (Climatic Design Consult, 1998) verschenen die tot een getal van 57 PJ in 1995 komen. Dit laatste cijfer is in onderstaande tabel opgeschaald met het aantal woningen.

Indien meer rekening wordt gehouden met het richten op het zuiden (zongericht verkavelen) kan ongeveer 100 m<sup>3</sup> aardgas per woning bespaard worden (Ybema et al., 1998). Dit zal echter niet altijd praktisch mogelijk zijn. Gesteld dat in 80% van de gevallen zongericht bouwen als optie relevant is, en dit in 50% van de gevallen lukt, dan levert dit bij een bouwsnelheid van 100.000 woningen per jaar een besparing aan fossiele energie bij deze woningen op van 0,13 PJ. Tussen 2000 en 2020 worden ongeveer 2 miljoen woningen gebouwd, wat tot een potentiële besparing van 2,1 PJ leidt.

Tabel B.10 *Resultaten zon passief (woningen en PJ fossiel bespaard)*

Jaar		1995	2000	2010	2020
Aantal woningen met zon passief basis	[× 1000]	6476	6830	7358	7896
Zon passief basis	[PJ]	57,0	60,1	64,8	69,5
Woningen met zon passief extra	[× 1000]	0	24	342	671
Zon passief extra	[PJ]	0,0	0,1	1,1	2,1
Zon passief totaal	[PJ]	57,0	60,2	65,8	71,6

## B.6 Afval en biomassa

Afval kan op meerdere manieren gebruikt worden voor het opwekken van duurzame energie. Het gaat hierbij onder andere om:

- verbranding van hout in de huishoudelijke sector,
- winning van biogas uit GFT- en ander afval,
- winning van stortgas bij (oude) vuilstortplaatsen,
- vergisten van slib van zuiveringsinstallaties,
- verbranden van hout en ander afval in de industrie, o.a. het zogenaamde refused derived fuel (RDF), in industriële ketels of tegendruk WKK installaties,
- winning van elektriciteit en warmte bij vuilverbrandinginstallaties,
- het bijstoken van afval, al dan niet na vergassing in elektriciteitscentrales.

De belangrijkste parameters hierbij zijn de omvang van de biomassa- en afvalstromen en de te behalen rendementen. Aangezien het afvalproduct veelal een negatieve waarde heeft zullen de productiekosten van de opgewekte warmte en elektriciteit veelal lager zijn dan het alternatief. Bij te hoge kosten zal dit tot uiting komen in een hogere 'verwijderingsbijdrage' voor het afval.

### B.6.1 Verbranding van hout in de huishoudelijke sector.

In 1992 is met behulp van een enquête bij 500 huishoudens door ECN onderzoek gedaan naar het gebruik van hout als brandstof bij huishoudens (Okken et al., 1992). Een overzicht van enkele resultaten staat in Tabel B.11. Het rapport geeft aan dat de warmteproductie door open haarden, gezien de grote rendementverschillen die er in de praktijk optreden, minder betrouw-



baar is (waarschijnlijk lager). De gasbesparing wordt berekend door van een rendement voor warmteproductie van 80% uit te gaan. Aangezien er geen andere gegevens bekend waren, heeft het CBS over een reeks van jaren een houtverbruik van 15 PJ gehanteerd, gebaseerd op het ECN-rapport (Baart, 1993).

Tabel B.11 *Houtverbranding bij huishoudens (Okken et al, 1992)*

Type	Aantal	Houtgebruik		Warmteproductie
		[Mton/j]	[PJ/j]	[PJ/j]
Open haard	600.000	0,32	5,1	2,6
Inzetkachel	140.000	0,20	3,2	1,7
Houtkachel	175.000	0,46	7,4	4,4
Totaal	915.000	0,98	15,7	8,7

In Tabel B.12 zijn de resultaten weergegeven van een later onderzoek van CEA. In grote lijnen stemmen de resultaten met elkaar overeen. De verschillen komen vooral voort uit de onzekerheden die in de beide rapporten al aangegeven worden. Het CEA hanteert voor hout een iets lagere verbrandingswaarde, omdat hun steekproef een groter percentage 'nat' hout opleverde. Ook wordt een lager rendement voor open haarden gehanteerd. In de nieuwere publicaties (CBS, 1997) hanteert het CBS de inschatting van CEA en veronderstelt dat deze, 'omdat geen informatie beschikbaar is over de ontwikkeling in de tijd', over de beschouwde periode constant is.

Tabel B.12 *Houtverbranding bij huishoudens (CEA, 1994)*

Type	Aantal	Houtgebruik		Warmteproductie
		[Mton/j]	[PJ/j]	[PJ/j]
Open haard	532.000	0,278	3,7	0,75
Inzetkachel	96.000	0,140	1,9	1,0
Houtkachel	269.000	0,578	7,8	4,3
Totaal	897.000	0,996	13,4	6,05

De aanschafkosten van een houtkachel staan in Tabel B.13. Hierboven op komen nog de kosten voor het 1 maal per jaar laten vegen van de schoorsteen tegen 40 tot 50 f/per keer. De houtprijs varieert van gemiddeld 8 ct/kg (5 f/GJ hout) bij houtkachels tot 13 ct/kg (8 f/GJ) bij openhaarden. Op basis van de verschillende cijfers wordt geconcludeerd dat bij een gasprijs van 55 ct/m<sup>3</sup> de aanschaf en het gebruik van een open haard of inbouw-, inzethaard voor woning- (bij)verwarming niet rendabel is. Het gebruik/aanschaf van een vrijstaande kachel is mogelijk rendabel met een terugverdientijd van iets meer dan 10 jaar. Dit bevestigt het beeld dat open haarden en inbouwhaarden vooral als 'sfeereenheden' fungeren.

Tabel B.13 *Kosten per type kachel (Ybema et al, 1998)*

Type	Gemiddeld jaar van aanschaf	Aanschafkosten [f]	Installatiekosten [f]
Open haard	1980	2620	2100
Inzetkachel	1988	2610	1701
Houtkachel	1984	1960	930

In de loop van de tijd moet rekening gehouden worden met een prijsstijging met 10%.

De ontwikkeling bij houtkachels en inzetkachels heeft in de tijd echter niet stilgestaan. In Nederland is er per 1 januari 1997 nieuwe wetgeving van kracht geworden in verband met extra eisen voor het milieu (Ministerie van VROM, 1996). In de toelichting op de wetgeving is niet aangegeven in hoeverre houtkachels hierdoor duurder worden. Daarnaast zijn er inmiddels (dubbelwandige) houtkachels en inzet haarden ontwikkeld die een rendement van 65 tot 70% hebben (Internet, 1999a; Internet, 1999b).

Voor een kachel met een enigszins decoratieve uitstraling ligt het prijsniveau rond de 3500 tot 4000 gulden (inclusief BTW exclusief installatie). Een eenvoudiger uitvoering komt rond de 2400 gulden. Ofwel een totale prijs van minimaal f 3300,-.

## B.6.2 Vergisten van GFT-afval

In het begin van de jaren is men begonnen met het gescheiden inzamelen van groente-, fruit- en tuinafval (GFT-afval). In 1993 werd 0,9 miljoen ton apart ingezameld. In 1995 was deze hoeveelheid toegenomen tot 1,4 miljoen ton. Tussen 1995 en 1996 nam de ingezamelde hoeveelheid GFT-afval nog maar met 2% toe. Het lijkt erop dat de grens bereikt is van het percentage GFT-afval dat bij het huidige beleid separaat kan worden ingezameld. Dit percentage ligt nu op bijna 60% (Appelman, 1999). Voor de verwerking van dit afval is een speciale infrastructuur nodig om dit afval te transporteren en tot compost te verwerken. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van bacteriën die met behulp van lucht (zuurstof) het organische deel van het afval afbreken (= omzetten in water en CO<sub>2</sub>). Toen de gescheiden inzameling van GFT op gang kwam waren er nog geen technisch voldoende bewezen anaërobe systemen voor dit soort afval beschikbaar op de Nederlandse markt. Als gevolg hiervan is voor vrijwel al het GFT-afval gekozen voor de route met lucht.

In principe is het ook mogelijk om het GFT-afval met behulp van een ander soort bacteriën in een zuurstofloze omgeving om te zetten. Hierbij wordt dan biogas gevormd. Deze vergisting verloopt het beste in een warm en waterig milieu. Een deel van het gewonnen biogas zal daarom gebruikt moeten worden voor verwarming van het te vergisten afval en voor het drogen van de gevormde compost (tenzij er hiervoor restwarmte beschikbaar is). Per saldo blijft er echter wel biogas over. Aangezien dit vergisten sneller verloopt dan het omzetten met lucht is het ruimtebeslag kleiner, er is echter wel een duurdere installatie nodig.

Het potentieel voor de vergisting van GFT-afval hangt dan ook van drie zaken af:

- groei van de hoeveelheid ingezameld GFT-afval (= nieuwe verwerkingscapaciteit nodig),
- vervanging van de huidige capaciteit (deze is echter op dit moment pas 5 jaar oud),
- rentabiliteit.

De hoeveelheid GFT-afval ligt rond de 1,5 miljoen ton. Dit kan met andere afvalbronnen (plantsoen afval, marktafval, agrarisch afval, etc.) tot 2,5 miljoen ton opgehoogd worden. Indien men uitgaat van een groei van het GFT-afval met 2% per jaar komt het totale afval potentieel uit op 3 miljoen ton in 2010 en 3,5 miljoen ton in 2020. Bij een netto productie van 1,5 GJ/ton afval komt dit neer op 4 tot 5 PJ te winnen biogas.

De kosteneffectiviteit van vergisten ten opzichte van composteren wordt bepaald door het saldo van hogere verwerkingskosten en netto energieopbrengst.

Composteren met lucht kost 7 tot 11 weken waarbij een graafmachine elke week de compost omzet (voor de beluchting). De verwerkingskosten bedragen f68,50 per ton (prijspeil 1991) (Raa, 1999).

In Nederland is een vergistingsinstallatie met het procédé van Valorga in gebruik. Ook is er onderzoek gedaan naar het Dranco proces. Dranco staat voor droge anaërobe conversie. Daarnaast blijkt er in Lelystad een biocelinstallatie in gebruik te zijn. Van de 23 verwerkingsinstallaties voor GFT afval, zijn er twee die een vergistingsproces toepassen. (Internet, 1999e). Mogelijk zijn er ook nog enkele kleinere vergistingsinstallaties (Internet, 1999c).

De capaciteit van Valorga in Nederland (Tilburg gebouwd 1994) is 40 tot 50 kton/jaar. Het systeem wordt ook toegepast in Frankrijk in Amiens (sinds 1989), op Tahiti en in aanbouw in Duitsland (Engelskirchen) (Saint-Joly, 1999). Dranco installaties staan in België (Brecht, 10 kton). Kosten en opbrengstcijfers voor deze installatie zijn afkomstig uit (Six, 1991). Kerngege-

vens van het Valorga proces zijn: Een investering van f30 miljoen voor een capaciteit van 50,000 ton GFT/jaar. Onderhoud 3% van de investering, bediening 3 tot 5 man in 2 ploegendienst, bruto gasopbrengst 2 tot 2,5 GJ/ton, eigen verbruik (o.a. via WKK) 30 tot 50%. De opbrengst uit de energieverkoop dekt ongeveer 10% van de verwerkingskosten. Bij een twee keer zo hoge capaciteit (100 kton/jaar) is de investering relatief lager (50 miljoen gulden). Deze installatie moet dan wel al het afval uit de hele provincie verwerken (hogere transportkosten). De cijfers van het Dramco proces wijken hier niet substantieel van af.

### B.6.3 Winning van stortgas

De winning van stortgas is van verschillende factoren afhankelijk:

- Het gehalte aan organisch afval bepaalt de totale hoeveelheid stortgas die per ton afval vrij kan komen.
- De grootte van de stortplaats en het tijdpad van storten, bepaalt de hoeveelheid stortgas per tijdseenheid.
- De manier van storten en de afdichting bepaalt het aandeel van het stortgas dat gewonnen kan worden.

Het beleid in Nederland is om storten zoveel mogelijk te voorkomen. Hiertoe is in 1995 een stortverbod ingevoerd voor 21 categorieën afvalstoffen (o.a. huishoudelijk afval, papier/karton en GFT-afval). In een later stadium is dit naar 32 uitgebreid (o.a. houtafval), (Ministerie van VROM, 1997). Op dit moment wordt er dan ook vrijwel geen afbreekbaar organisch afval meer gestort. Dit maakt dat de winning van stortgas in principe een aflopende zaak is. Ongeveer 5 jaar na de stort van het afval is de stortgasvorming op het maximum. Na 10 jaar is dit tot de helft van het maximum teruggelopen, na 20 jaar tot 10% (Voorter, 1987).

Daarnaast moeten alle stortplaatsen die in na 1 maart 1995 in exploitatie zijn genomen voldoen aan de eisen van het Stortbesluit bodembescherming (Ministerie VROM, 1993). Dit houdt o.a. in dat deze stortplaatsen een boven en onder afdichting moeten krijgen. Omdat het gevormde gas door de bovenafdichting niet meer weg kan, moet een gasopvangsysteem gerealiseerd worden. Dit levert voor de winning van stortgas een belangrijk economisch voordeel op. De beheerder van de stortplaats is al verplicht om afdichting en een gasopvang systeem aan te leggen, waardoor de meerinvestering voor stortgaswinning lager is.

De stortgasvorming heeft door de teruglopende stort in 1995 met bijna 14 PJ zijn maximum gehad (Adviescentrum Stortgas, 1997). Hiervan zou maximaal 50 tot 70% gewonnen kunnen worden, de rest komt al vrij op het moment dat het storten nog plaatsvindt. Daarnaast kan ook niet alle gewonnen stortgas nuttig gebruikt worden, omdat het moeilijk is om de capaciteit van de benuttingsinstallatie goed aan te laten sluiten op het verloop van de gaswinning. Hierbij wordt een maximaal haalbare benuttingsgraad van 85% genoemd. Van de genoemde 14 PJ werd volgens het CBS in 1995 4,1 PJ gewonnen (30%) en 2,3 PJ nuttig gebruikt (benuttinggraad 70%). De overall benutting ligt op 17%, terwijl de theoretisch benutting van het gevormde stortgas volgens het stortgascentrum op ongeveer 50% ligt (42%-60%). Het verschil in beide rendementen betekent dat er ondanks de teruglopende vorming van stortgas nog steeds ruimte is voor een toenemende benuttingsgraad. Het stortgascentrum verwacht dan ook dat de benutting in 2000 nog boven de 4 PJ uit kan komen. De trend (1995-1997) die het CBS laat zien is een stabilisatie op 2,3 PJ.

De maximum benuttingpotentiëlen kunnen ingeschat kunnen worden op: 4,5 PJ in 2000, 2,5 PJ in 2010 en 1 PJ in 2020. De prijs van stortgas winning varieert afhankelijk van het project van 0,5 tot 9 f/GJ, met een gemiddeld van 3 f/GJ (Ministerie VROM, 1993). Voor de benutting zijn daarnaast weer extra investeringen nodig.

Bij een aardgasprijs van 20 ct/m<sup>3</sup> (zeer grote verbruikers 1996/1997) bleek het positieve resultaat bij eigen benutting 5 f/GJ stortgas te zijn, voor industrieel gebruik 1,5 f/GJ (spreiding 3 tot -1 f/GJ, voor levering aan het aardgasnet 0,5 f/GJ (spreiding 3 tot -3) en voor elektriciteitsopwekking 0 f/GJ (spreiding van 3 tot -4 f/GJ). Hierbij is nog geen rekening gehouden met het effect van de diverse beleidsinstrumenten. Zo maakt de afdrachsvrijstelling van de REB de projecten vrijwel allemaal direct rendabel.

#### B.6.4 Vergisten van slib in zuiveringsinstallaties

De vergisting van slib vindt in Nederland al op vrij grote schaal plaats. Er zijn twee typen zuiveringsinstallaties te onderscheiden. Bij afvalstromen met veel organisch afval, zoals dat in de voedingsmiddelenindustrie vaak aanwezig is, kan via een anaëroob (zuurstofarm) zuiveringsproces direct biogas gewonnen worden. Dit vindt sinds de invoering van afvalwaterheffingen in Nederland op steeds grotere schaal plaats (Afvalbeheer, 1986). Vanwege de uiteindelijke beperktheid van de hoeveelheid organisch materiaal in afvalwater zijn de grenzen van de gaswinning bereikt. De omvang van de hoeveelheid te winnen gas ligt naar schatting iets boven de 1 PJ en is verder vrij onafhankelijk van de ontwikkeling van energieprijzen of economie.

Het andere zuiveringsproces is de aërobe zuivering, zoals momenteel veelal met het afvalwater van huishoudens in rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) plaatsvindt. Een deel van het organisch afval wordt tijdens de zuivering afgebroken, een ander deel komt terecht in het slib. Uit dit slib kan via een anaërobe vergisting biogas gewonnen worden. Rekening houdend met de economische groei en maximale toepassing van slibvergisting zou hieruit in 2020 4 PJ biogas gewonnen kunnen worden (op dit moment wordt volgens het CBS al meer dan 2 PJ gewonnen). Een andere optie zou zijn om de aërobe zuiveringsprocessen te vervangen door anaërobe processen. De hoeveelheid te winnen gas zou hierdoor kunnen verdubbelen. Probleem hierbij is wel dat er weinig ervaring is met anaërobe processen met afvalwater met weinig organisch materiaal. Daarnaast zijn de meeste zuiveringsinstallaties inmiddels al gebouwd. Penetratie van dit anaërobe zuiveringsproces kan daarom slechts voornamelijk plaatsvinden via vervangingsinvesteringen.

Aan de andere kant is er een ontwikkeling die negatief uit kan pakken voor de biogaswinning. De nieuwe lozingsseisen voor stikstof en fosfaat hebben namelijk zodanige effecten op het zuiveringsproces dat de gaswinning aanzienlijk daalt (Schomaker, 1996). De hoeveelheid te winnen gas wordt ongeveer gehalveerd, en is dan net genoeg om in de eigen warmtebehoefte te voorzien.

#### B.6.5 Winning van elektriciteit en warmte bij vuilverbrandingsinstallaties

Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) vormen momenteel de belangrijkste bestemming van huisvuil. Met AVI's wordt elektriciteit en warmte opgewekt. Een deel van de verbrandbare afval-input is van niet-fossiele origine en wordt als duurzaam geteld.

Een recente wijziging voor deze sector houdt in dat de REB niet afgedragen hoeft te worden voor het organische deel van het afval. Deze afdrachtkorting zou een verschuiving kunnen veroorzaken van elektriciteit naar warmte. Investerings in warmtenetten om de warmte van AVI's verder te benutten worden niet of nauwelijks verwacht. De meeste vuilverbrandingsinstallaties hebben forse investeringen met zich mee gebracht en zijn relatief kort geleden neergezet. Grote uitbreidingen of vervangingsinvesteringen worden dan ook niet voorzien.

Ten opzichte van recente statistieken wijken de NEV scenario's (Kroon, 1998a) iets af. In de CBS-statistiek 1997 wordt 5 tot 6 PJ meer warmte afgeleverd dan in de scenario's het geval is. Dit heeft te maken met de AVI-Moerdijk. Deze installatie is stoom gaan leveren aan de warmte/kracht-centrale van het EPZ in Moerdijk (Oosterheert, 1996). In de scenario's is deze stoom opgenomen onder de hieruit te produceren elektriciteit. Het verschil tussen opnemen als warmte of als elektriciteit, levert binnen de methodiek van het protocol wel 1 PJ lagere hoeveelheid uitgespaarde fossiele brandstof.

Het is mogelijk dat door maatregelen in het verbrandingsproces nog een kleine verbetering in elektriciteitsproductie te realiseren is. De speciale condities die voor een goede verbranding nodig zijn beperken echter wel de mogelijkheden om een maximale hoeveelheid energie (hoge druk stoom) te produceren (Ouden, 1992). Het huidige rendement bedraagt hierdoor ongeveer 23%, wat beduidend lager is dan het rendement van kolencentrales (40 tot 42%). Het maximale effect van de verhoogde REB kan op 1 tot 2 PJ ingeschat worden, hierdoor wordt de elektriciteitsproductie op termijn maximaal 13 PJ<sub>e</sub> en de warmteproductie maximaal 3 PJ<sub>th</sub>.

#### B.6.6 Verbranden van hout en ander afval in industriële ketels of tegendruk WKK-installaties

Deze optie betreft vooral het verbranden van afvalhout of specifieke andere afvalstromen of daaruit gemaakte vaste brandstof in industriële verbrandingsinstallaties. In een aantal gevallen wordt hierbij naast warmte ook stoom voor elektriciteitsproductie opgewekt. Voor de uitgespaarde fossiele brandstof is verondersteld dat RDF (refused derived fuel) vooral uit biomassa-afval bestaat.

#### B.6.7 Bijstoken van hout in kolencentrales.

Volgens een studie van de KEMA is de import van hout (4 PJ beschikbaar in Estland) om bij te stoken in een kolencentrales nog te duur (Bestebroer, 1997). De voorbereidingkosten waar zij van uitgaan bedragen ongeveer 4 ct/kWh. Daarnaast zijn er nog brandstof- en transportkosten, waardoor het totaal op 12 tot 15 ct/kWh komt. Alleen de import van houtskool valt gunstiger uit met een kostprijs van 10 ct/kWh, waarvan 1 ct/kWh voorbereidingkosten. Deze cijfers moeten vergeleken worden met de brandstofkosten voor kolen van 4 ct/kWh.

Er zijn verschillende instrumenten, vooral de huidige REB, die in het voordeel van houtbijstook werken. De kostprijs voor het productiebedrijf daalt hierdoor met ongeveer 3,5 ct/kWh. Per saldo resteert een prijsverschil van 3 tot 7 ct/kWh. Dit verschil kan overbrugd worden door de geproduceerde elektriciteit als Groene Stroom te verkopen. De meerinvesteringen in de centrale worden 'gering' genoemd. Bij deze optie wordt het hout in dezelfde vuurhaard verbrand als de kolen. Mede hierom wordt in de literatuur een maximum van 10% bijstook aangehouden, om de afzet van het vlieggas uit de kolencentrales niet te hinderen. Bij de huidige plannen richt men zich echter eerst op 5% vervanging.

In het EC scenario wordt in 2010 113 PJ kolen en in 2020 55 PJ kolen gestookt. Het potentieel kan op 10% van de brandstofinzet aan kolen ingeschat worden.

Het is echter ook mogelijk om een iets andere weg te bewandelen. Bij EPZ wordt gewerkt aan een houtvergassingsinstallatie die in het jaar 2000 in bedrijf moet gaan (De Jong, 1998). Het gaat hier om een wervelbedketel, die jaarlijks 150.000 ton bouw- en sloophout (chips) verbrandt en hiermee stoom produceert. Met deze stoom wordt in de stoomcyclus van de 600 MW Amercentrale 9,205 GWh elektriciteit gemaakt (0,74 PJ/jaar). De investering bedraagt 80 tot 90 miljoen gulden, bij een vermogen van 29,3 MW (5% van de Amercentrale 9) is dit 2900 f/kW. Daarnaast is er 10 fte personeel nodig voor bediening en logistiek en zijn er de normale onderhoudskosten. Per saldo komt dit neer op productiekosten van 8 ct/kWh excl. afvalhoutaankoop (afschrijving 15 jaar en 10% rente, onderhoud 5% van de investering, personeel 0,1 miljoen/fte).

Indien de stoomcyclus geen capaciteit meer over had is er nog een desinvestering in productievermogen van het kolendeel van de centrale. Jaarlijks kan hier dan 1,8 PJ minder kolen gestookt te worden.

In dit geval wordt er handig gebruik gemaakt van de aanwezigheid van een centrale met een grote stoomturbine. Doordat de afvalhout vergassing geheel gescheiden van de kolenstook plaatsvindt, is er vanuit deze hoek geen beperking aan het bijstookaandeel. Mogelijk dat via deze methode een hoger aandeel dan de eerder genoemde 10% bereikt kan worden.

## B.7 Energieteelt en import van biomassa

Bij energieteelt en de import van biomassa is primair ingegaan op de optie van het verstoken van deze biobrandstof in een installatie die hier speciaal voor is ingericht. Dit kan een installatie zijn voor grootschalige elektriciteitsopwekking of bij energieteelt voor een meer locatiegebonden installatie. Het gaat hierbij om bijstoken, vergassen en daarna bijstoken, kleinschalige vergassings-WKK installaties of het gebruik voor ondervuring. De kosten worden hierbij door vijf factoren bepaald: de prijs van de biomassa, de prijs van de grond, de kosten voor het verkleinen van de biomassa tot het gewenste formaat, de transportkosten en de kosten van de conversie-installatie. In deze paragraaf wordt eerst ingegaan op aanbod van biomassa (B.7.1 en B.7.2) en vervolgens op opties voor elektriciteitsopwekking uit biomassa.

### B.7.1 Biomassaproductie in Nederland

Bij biomassa kan ongeveer 30 PJ afgesplitst worden voor energiewinning uit afval dat momenteel reeds plaatsvindt. Aangezien dit gebeurt zonder specifieke subsidies kan gesteld worden dat deze vorm van biomassa in principe al rendabel is.

Energieteelt is ook een optie voor Nederland. In een recente studie (Gielen et al, 1998) zijn verschillende opties voor energieteelt op een rij gezet. Bij energieteelt in Nederland lijken snelgroeiende houtgewassen (wilg, populier) of miscanthus de hoogste opbrengst per hectare te geven en de laagste kosten per GJ. De productiekosten van biomassa blijken sterk afhankelijk van de aannames over de kosten van landgebruik. Uitgaande van 500 of 1000 gulden per hectare bedragen de kosten inclusief CIF<sup>21</sup> respectievelijk 6,1 tot 10,6 gulden/GJ voor miscanthus en 8,9 tot 13,8 gulden/GJ voor populier of wilg.

Het lijkt waarschijnlijk dat tengevolge van toenemende productiviteit, vermindering van Europese landbouwsubsidies en meer concurrentie op de wereldmarkt het Nederlandse landbouwareaal, dat nu ongeveer 2,2 miljoen hectare beslaat, in omvang zal afnemen. Hier is voor de best guess berekeningen verondersteld dat in 2020 maximaal 150.000 hectare beschikbaar komt voor de teelt van energiegewassen. Bij een productie van 200 GJ/ha zou dit betekenen dat maximaal 30 PJ biomassa op basis van energieteelt geproduceerd kan worden. Opgemerkt wordt dat voor de lage en hoge schatting is uitgegaan van respectievelijk 60.000 ha en 300.000 ha. De prijs voor biomassa uit energieteelt is ingeschat op 10 f/GJ (best guess), 9 f/GJ (lage schatting) en 12 f/GJ (hoge schatting).

### B.7.2 Import van biomassa

In het buitenland is biomassa vaak ruimer en tegen lagere kosten beschikbaar dan in Nederland omdat kosten van land en arbeid veelal lager zijn. Om de biomassa in Nederland te kunnen gebruiken moet het getransporteerd worden en dit kan aanzienlijke kosten met zich meebrengen.

---

<sup>21</sup> Cost Insurance Freight.

Verschillende studies (BTG, 1995; KEMA/BTG, 1996; Faaij, 1997; Lako en van Rooijen, 1998) zijn uitgevoerd om meer inzicht te krijgen in kosten en potentieel van import van biomassa. Hierin is vooral gekeken naar import van hout uit landen met lage arbeidskosten en grote oppervlakken die zich lenen voor verbouw van energiegewassen, zoals de Baltische staten of Uruguay. Doorgaans geven de studies potentiële voor import met een omvang van enkele tientallen PJ tegen een c.i.f. kostenniveau tussen 5 en 10 f/GJ. Eventueel wordt het daarbij kostenbesparend bevonden om biomassa eerst om te zetten in houtchips of houtskool voor dat het transport naar Nederland plaatsvindt. Tegen 12 f/GJ is het zeker mogelijk om forse hoeveelheden biomassa te importeren. Productie van biomassa in grote gebieden van Latijns Amerika is dan concurrerend met landgebruik voor andere toepassingen (Beeldman et al, 1998).

De meeste bovengenoemde studies geven een inschatting van de biomassaprijs in Nederland op basis van kosten. Het gaat hierbij dus om een kostendeckende bodemprijs. Het lijkt er echter op dat normale internationale (regionale) markten voor biomassa zullen ontstaan. Daarbij zal de marktprijs niet door de kosten van verschillende opties worden bepaald maar door vraag en aanbod van biomassa op een regionale markt, daarbij rekening houdend met verschillen in soorten biomassa. Afhankelijk of er een krappe of ruime markt is, zullen de prijzen voor biomassa-import hoger of lager zijn. In een krappe regionale markt zal, binnen zekere grenzen, de hoogste prijs die aanbieders kunnen krijgen in één van de vragende landen bepalend zijn voor de marktprijs. Het land waar via stimulerende beleidsmaatregelen de import van biomassa het meest aantrekkelijk is, zal de regionale prijs van biomassa bepalen.

Nederland bevindt zich in de nabijheid van het biomassa-exportgebied in de Baltische staten. Een regionale analyse van mogelijke vraag en aanbod voor dit gebied is daarom belangrijk. (Lako en van Rooijen, 1998) komen voor 2020 op een potentiële mismatch tussen vraag en aanbod. Volgens die studie lijkt het waarschijnlijk dat een krappe markt meer zal ontstaan. Zweden importeert al hout uit de Baltische staten. Overigens exporteert Nederland momenteel biomassa-afval naar Zweden. Prijsinformatie van deze transactie is niet bekend.

In feite is het onzeker in hoeveel regio's markten voor energiegewassen zullen ontstaan. Hier wordt voor alle schattingen er vanuit gegaan dat er een regionale Baltische markt voor biomassa zal ontstaan met meerdere vragers.

Ten behoeve van deze studie zijn drie schattingen gemaakt omtrent de prijzen voor biomassa. Achter elke schatting zitten een verhaal.

- *Best guess: houtchips tegen 7,5 f/GJ, potentieel in 2010: 15 PJ en 2020: 30 PJ.* Hier is verondersteld dat de concurrentie tussen landen als Zweden, Duitsland, Engeland en Nederland om import van biomassa uit de Baltische staten beperkt is. Verondersteld is dat deze landen het stimulerend beleid op elkaar afstemmen.
- *Ongunstige schatting: prijs van houtchips is 9 f/GJ potentieel in 2010: 15 PJ en 2020: 30 PJ.* Verondersteld is dat er veel vraag is en weinig aanbod. Sommige vragers hebben een sterk stimulerend beleid dat leidt tot een hoge prijs.
- *Gunstige schatting: prijs van houtchips is 6 f/GJ potentieel in 2010: 15 PJ en 2020: 50 PJ*

Daarnaast wordt voor alle schattingen rekening gehouden dat tegen hoge kosten (12 f/GJ in de best guess) een groot potentieel vanuit Latijns Amerika geïmporteerd kan worden (100 PJ in 2010 en 200 PJ in 2020). De kosten van deze duurdere tranche bedragen respectievelijk 11 en 13 f/GJ voor de gunstige en ongunstige schatting.

### B.7.3 Elektriciteitsopwekking uit biomassa

Verschillende technieken zijn beschikbaar of komen beschikbaar op elektriciteit op te wekken uit biomassa. Een aantrekkelijke toepassing, die nu al een rol speelt, is bijstook van biomassa in kolencentrales (zie ook Paragraaf B.6.7). Verwacht wordt dat de rol van kolencentrales op de middellange termijn kleiner wordt, waardoor deze optie qua potentieel is begrensd. Een andere mogelijkheid is het vergassen van biomassa en het bijmengen van het synthesegas in gasgestookte centrales; dit is mogelijk tot een maximaal inputpercentage van 25% (Jansen, 1999). Bij reeds afgeschreven gasgestookte centrales levert dit een kostenvoordeel op dat kan oplopen tot enkele centen per kilowattuur. Een bijkomende voordeel is dat een dergelijke installatie niet afhankelijk is van het aanbod van biomassa. Omdat er nog weinig bekend is over het bijstoken bij gasgestookte centrales is deze optie nog niet meegenomen.

Voor centrales die 100% met biomassa worden gestookt wordt hier onderscheid gemaakt tussen elektriciteitscentrales met een vermogen van rond de 30 MW en centrales van ongeveer 150 MW. Centrales van ongeveer 30 MW gebruiken bij 5000 draaiuren ongeveer 1,3 PJ biomassa. Voor centrales op basis van energieteelt ligt het optimale vermogen rond de 30 MW, rekening houdend met de logistiek van biomassa verzamelen. Indien besloten wordt op grote schaal biomassa te importeren zullen ook de grotere centrales van ongeveer 150 MW een rol gaan spelen. Voordeel van grotere centrales is dat deze lagere kosten hebben en een hoger rendement. Nadeel is dat deze centrales zich moeten verzekeren van aanzienlijke biomassastromen (ongeveer 6 PJ/jaar). Er is vanuit gegaan dat dergelijke centrales gesitueerd worden in de nabijheid van (grote) zeehavens.

Uit een vergelijkende studie (Gielen et al, 1998) blijkt dat de biomassavergasser-STEG (BV-STEG) op de middellange termijn de meest aantrekkelijke techniek wordt voor 100% biomassa gestookte centrales. De inschattingen in Tabel B.14 met betrekking tot de toekomstige kosten en het rendement van de BV-STEG zijn gebaseerd op (Jansen, 1998).

Tabel B.14 *Uitgangspunten voor de BV-STEG*

	BV-STEG, grootte 30 MW		BV-STEG, grootte 150 MW	
	2010	2020	2010	2020
Rendement	47%	50%	49%	52%
Investeringskosten [ <i>f</i> /kW]	3940	3740	3020	2850
Draaiuren [uren/jaar]	5500	6000	5500	6000
Technisch potentieel [MW]	700	1400	300	1800

Voor de duidelijk wordt opgemerkt dat bij de modelsimulatie energieteelt en import van bescheiden stromen van biomassa (tegen relatief lage kosten) gekoppeld zijn met de BV-STEG van ongeveer 30 MW. Grootschalige import tegen hoge kosten is gekoppeld met de BV-STEG met een vermogen van 150 MW.

### B.8 Produceren van biobrandstoffen en waterstof

Het is mogelijk om uit biomassa (bio)-ethanol, of na bijvoorbeeld vergassing (bio)-methanol te maken. Deze brandstoffen kunnen in aangepaste benzine- of dieselmotoren gebruikt worden of bijgemengd worden tot een bepaald percentage bij benzine. Ook kan uit bepaalde gewassen een olie gewonnen worden die na chemische bewerking als diesel in voertuigen gebruikt kan worden. Tenslotte kan met duurzame elektriciteit via electrolyse waterstof geproduceerd worden. Dit waterstof kan als gas in daarvoor aangepaste voertuigen gebruikt worden. Ook is het mogelijk om een bepaald percentage aan aardgas toe te voegen. Vanwege de kosten van deze brandstoffen en het ontbreken van beleid dat zich richt op inzet van alternatieve brandstoffen in de transportsector zijn deze opties hier buiten beschouwing gelaten



## B.9 Koude- en warmteopslag

Door het 's zomers opslaan van warmte (bijvoorbeeld afkomstig uit airconditioning) en in de winter opslaan van koude kan het gebruik van fossiele energie verminderd worden. De betreffende warmte kan in de winter, de betreffende koude in de zomer, al dan niet met gebruik van een warmtepomp nuttig gebruikt worden. De aldus uitgespaarde energie voor koeling of verwarming wordt gerekend tot de 'besparing van fossiele brandstof door de inzet van duurzame energie'. Het betreft hier geen standaard product, maar een installatie die specifiek berekend is voor de betreffende warmte en/of koude vraag. De rentabiliteit van de installatie hangt sterk samen met de omvang van de energievraag, het gewenste temperatuur niveau, en de spreiding hiervan over het jaar. Het betreft een optie die sinds kort de demonstratie-fase heeft verlaten en tot 'stand der techniek' gerekend kan worden (Phillippens, 1998). Vooral bij nieuwbouw van bedrijfsgebouwen met een voldoende grote vraag naar koeling kan de techniek succesvol en rendabel (mede dankzij IEA en VAMIL) worden toegepast. Voor elke installatie moet wel een ontwerp gemaakt worden dat afgestemd is op het gebouw, de koude- en warmtevraag en de locatie (Buitenhuis, 1997; Dirven, 1997).

Op dit moment neemt de besparing aan fossiele brandstoffen door dit soort projecten met 0,05 tot 0,1 PJ/jaar toe. Deze marge is aangehouden voor de berekeningen.

## B.10 Warmtepompen

### B.10.1 Industriële warmtepompen

Warmtepompen zijn er in vele uitvoeringen. De industriële open warmtepompen maar ook bijvoorbeeld de warmtetransformator staan op gespannen voet met het begrip duurzame energie. Er wordt op slimme manier gebruik gemaakt van warmtestromen die eerst met fossiele energie op temperatuur gebracht zijn. De warmtepompen maken het daarna mogelijk om deze energie verschillende keren te gebruiken. Warmtewisselaars die reeds op grote schaal worden toegepast doen hetzelfde, warmtepompen zijn hier een 'slimmere' versie van. Warmtepompen zijn hier meer een optie om energie te besparen. Ook uit een exergie-analyse, waarbij de warmtestromen gewaardeerd worden naar de mogelijkheid om er energie voor het verrichten van arbeid uit te halen, wordt duidelijk dat er geen 'echte' energiewinning is. Bij elke warmtepomp is de exergie inhoud van de 'output' lager dan van de 'input'.

Mede doordat gestart wordt met warmtestromen die eerst met fossiele energie zijn opgewarmd, worden industriële warmtepompen in het Protocol Monitoring Duurzame Energie niet langer als duurzame energie gewaardeerd. Dit betekent dat bij de nieuwe berekeningswijze in 2020 de hoeveelheid duurzame energie in de DEIO-nota 33 PJ (de fossiele energiebesparing door industriële warmtepompen) lager uitvalt. Een ander aspect dat mogelijk ook een rol heeft gespeeld, is dat de industriële warmtepompen zodanig in industriële processen zijn geïntegreerd, dat ze vrijwel niet meer herkenbaar zijn, en het ook zeer moeilijk is om een hoeveelheid 'winning duurzame energie' er bij uit te rekenen.

Voor de benutting van industriële afval-water-stromen met een laag temperatuur niveau zou het protocol een negatieve uitstraling kunnen hebben. Deze stromen vormen een ideale warmtebron voor warmtepompen door hun continuïteit onafhankelijkheid van de buitentemperatuur.

## B.10.2 Warmtepompen bij de huishoudens

Warmtepompen bij de woningbouw hebben een bron nodig van waaruit de warmte onttrokken kan worden. Hiervoor kan ventilatielucht, buitenlucht of grond(water) gebruikt worden.

Bij het gebruik van ventilatielucht moet ook een centrale afzuiging in de woning aanwezig zijn. Hierbij kan er een conflict ontstaan als er een systeem van warmteterugwinning in de woning geplaatst zou kunnen worden (de afgezogen lucht warmt via een warmtewisselaar de verse lucht op). Ook is de hoeveelheid ventilatielucht vermoedelijk niet genoeg om voldoende warmte te onttrekken, voor de volledige warmtevraag. Deze optie zal dan ook alleen maar bekeken worden bij de warmtepompboiler.

Voor de warmtepompboiler is uitgegaan van een huidige prijs van 5000 gulden (inclusief BTW). De basis hiervan vormt de opgave van fabrikanten van rond de 4000 gulden excl. plaatsing en excl. BTW. Het gaat hierbij om systemen met een (comfortabel) voorraadvat van meer dan 200 liter. De gehanteerde prijs ligt hiermee inclusief BTW 2000 gulden hoger dan waar door Ecofys in 1996 mee gerekend is (Schaap, 1996). Ecofys hanteerde een systeem met een kleinere boiler (120 liter) en een projectgrootte van 100 stuks. De hier gehanteerde prijzen liggen ook hoger dan in de NEV-senarior's (Menkveld, 1998).

Tabel B.15 *Gehanteerde prijzen (in guldens inclusief BTW) en SPF voor warmtepompboiler op ventilatielucht*

	nu	2000	2010	2020
Pessimistisch (EC-laag)		4500	3528	2528
Best guess	5000	4500	3014	2204
Optimistisch (EC-hoog)		4500	2500	1880
Rendement		250%	290%	330%

Voor ruimteverwarming kan gedacht worden aan het onttrekken van warmte aan de buitenlucht en het onttrekken van warmte aan de bodem. Een systeem met onttrekking van warmte uit de buitenlucht is eenvoudiger te installeren, maar heeft als belangrijkste nadeel dat bij lagere temperatuur (zoals bij vorst) de efficiency terugloopt. Op het moment dat de vraag het grootst is neemt de beschikbaarheid van de warmtebron af. Een systeem waarbij warmte uit de bodem gebruikt wordt heeft als voordeel dat over een redelijk constante warme bron voor warmteonttrekking beschik kan worden. Zelfs bij strenge vorst levert deze bron voldoende warmte. Ook heeft de redelijk hoge temperatuur (10° tot 15°C) een gunstig effect op het rendement.

Omdat het aanleggen van een bodemwarmtewisselaar duur is, gaat de voorkeur uit naar systemen waarbij meerdere woningen op dezelfde warmtebron worden aangesloten. Een systeem in Duitsland van 70 woningen komt tot een kostprijs inclusief warmtepompen (voor ruimteverwarming en warm water) van 29.000 gulden (1997) per woning (Koude-warmtedistributie, 1997). Hier wordt een primaire energiebesparing van 18% verwacht. In Nederland zijn er cijfers over een project in Broekpolder (Heijboer, 1998). Hier wordt een investering van 22.560 gulden (1997) genoemd waarvan 10.500 voor de warmtepomp en 4800 voor het lage temperatuur wand- en vloerverwarmingsysteem. Er is aangegeven dat een volgend project, vooral wat betreft de kosten van de warmtepomp, goedkoper uit kan vallen. Bij grootschalige toepassing in Nederland zou de prijs kunnen dalen tot 13160 gulden per woning. Dit laatste cijfers is gebruikt voor 'best guess' in 2010, zie (maar nu incl. BTW). Een studie van Tebodin uit 1996 noemt een bedrag van 19.120 gulden (Schlatman, 1996), hierin is voor de kostprijs uitgegaan van de gelijktijdige aanschaf van 500 warmtepompen.

Tabel B.16 *Gehanteerde prijs nieuwe warmtepomp/warm water-systemen (incl. BTW)*

	nu	2000	2010	2020
Pessimistisch (EC-laag)		22.000	18.700	15.500
Best guess	26.508	22.000	15.500	12.000
Optimistisch (EC-hoog)		22.000	11.700	9.000
Rendement		220%	260%	280%

### B.10.3 Warmtepompen in de utiliteitssector

Voor de utiliteitssector is er van uitgegaan dat de kosten van warmtepompen, die nu ongeveer 1000  $f/kW_{th}$  bedragen (IEA Heatpump Centre, 1998) in de toekomst zullen afnemen. Voor de best guess is uitgegaan van een kostendaling tot 800  $f/kW_{th}$  dit komt overeen met een kostendaling met 20%. Voor de lage en hoge schatting is uitgegaan van respectievelijk een 10% en een 40% kostenreductie.

## B.11 Waterkracht

In Nederland wordt op een vijftal locaties Hagestein (buiten bedrijf), Gramsbergen, Maurik, Linne en Lith een kleine hoeveelheid elektriciteit, 100 miljoen kWh/jaar, uit waterkracht gewonnen. Het totaal vermogen is ongeveer 37 MW. Dit potentieel kan nog enigszins uitgebreid worden met een aantal locaties die marginaal rendabel zijn, of dit door overheidssubsidie kunnen worden. Genoemd worden Borgaren (30 miljoen kWh), wat in 2000 zou moeten gaan draaien (MEGA Limburg, 1997), en Samsbeek en Grave (47 miljoen kWh) (Klunne, 1998). Ook zijn er nog twee projecten te realiseren in het Julianakanaal bij Borm en Maasbracht (adviesbureau-Stroom-Lijn, 1996). Hiervoor dient wel de stroomsnelheid in dit kanaal verhoogd te worden wat pas kan gebeuren als het kanaal verbreed is. Hier bestaan in algemene zin wel plannen voor.

Afgaande op gegevens over Linne (Caddet, 1999) en Samsbeek en Grave bedragen de investeringen tussen 2,1 en 2,2 gulden/kWh/j. De hoogte van het bedrag is vanzelfsprekend sterk afhankelijk van de locatie. Bij een vergoeding van 11 ct/kWh duurt het zonder rekening te houden met financiële stimulering 20 jaar voordat de investeringen (excl. rente, onderhouds- en bedieningskosten) zijn terugverdiend. Hierbij moet echter wel bedacht worden dat de levensduur van waterkrachtcentrales erg lang is, tot 50 jaar. Novem noemt nog een viertal andere mogelijke nieuwe locaties (Ministerie van Economische Zaken, 1996). De totale productie zou, indien alle projecten gerealiseerd worden, met 170 miljoen kWh (31 MW) uitgebreid kunnen worden.

Ook uitbreiding van de import van grootschalige waterkracht valt buiten de scope van dit project. In principe is het mogelijk om in Duitsland nog een aantal kleinschalige waterkrachtcentrales te bouwen, en de opgewekte elektriciteit hiervan te importeren. De vergoeding die Duitsland op dit moment geeft, ligt echter zodanig hoog, dat levering aan Nederland niet voor de hand ligt. Deze zullen hier dan ook buiten beschouwing gelaten worden

## B.12 Import van elektriciteit uit duurzame bronnen

Er is een aantal factoren die bepalend zijn of er handel in duurzame elektriciteit zal optreden. Eén factor is de verdeling van duurzame energie over West-Europese landen.

Per land verschillen de natuurlijke omstandigheden voor duurzame energie. Het ene land heeft veel aantrekkelijke locaties voor duurzame energieopties, terwijl andere landen juist beperkt aantrekkelijke locaties hebben. Nederland heeft een beperkt potentieel voor duurzame energie. Dit is een gevolg van het feit dat Nederland een klein en relatief dichtbevolkt land is en doordat Nederland voor enkele vormen van duurzame energie, waarvoor ruimtebeslag van minder groot belang is (waterkracht, zonne-energie), over minder gunstige natuurlijke omstandigheden beschikt. Nederland beschikt over gunstige locaties voor windenergie, maar inpassing van windenergie wordt belemmerd door de hoge bevolkingsdichtheid en bewerkelijke procedures voor vergunningverlening.

Als de huidige rol van duurzaam geproduceerde elektriciteit in landen in de omgeving van Nederland in beschouwing wordt genomen, blijkt dat waterkracht de grootste bijdrage geeft. In 1995 ging het om 22 TWh in Duitsland, 70 TWh in Frankrijk, 6,5 TWh in Engeland, 68 TWh in Zweden en maar liefst 120 TWh in Noorwegen. In enkele landen (Zweden, Duitsland, Denemarken) zien we een significante bijdrage van biomassa/afval of windenergie.

Het duurzame energiepotentieel van landen moet ook in verhouding worden gezien met de omvang en het aantal inwoners. Uit een vergelijking van de hoeveelheid duurzame energie per persoon per land kan geconcludeerd worden dat duurzame energie relatief ruim aanwezig is in Noorwegen en Zweden, vooral in de vorm van waterkracht. Waterkracht levert doorgaans duurzame elektriciteit tegen lage kosten. Voor waterkracht wordt overigens hooguit een geringe uitbreiding van de capaciteit verwacht. Als er uitbreiding wordt verwacht van elektriciteit uit duurzame bronnen dan betreft het vooral windenergie. In landen als Duitsland, Denemarken en Engeland wordt per land over ongeveer 20 jaar 10 tot 15 GW windvermogen verwacht.

Het feit dat sommige landen een groot potentieel van duurzame elektriciteit hebben betekent nog niet dat vanuit deze landen een aanzienlijk deel van de duurzame elektriciteit geëxporteerd zal worden. Een tweede factor waar rekening mee moet worden gehouden is dat binnenlandse duurzame energiebronnen ook in het buitenland hoog gewaardeerd worden in verband met onder andere het onafhankelijk zijn van het buitenland en de bijdrage die het kan leveren aan het halen van milieudoelstellingen (met name reductie van CO<sub>2</sub>-emissies zoals afgesproken in Kyoto). Landen als Oostenrijk en Zweden, die beschikken over veel waterkracht, hebben dusdanig strenge doelstellingen voor het beperken van hun broeikasgasuitstoot (Gielen, 1998; Capros, 1998) dat de druk daar hoog zal zijn om zelf de energie uit hun duurzame energiebronnen te gebruiken. Daarnaast hebben verschillende landen uitdrukkelijke doelstellingen voor duurzame energie of hebben het voornemen om zulke doelstellingen aan te gaan. Kortom, er bestaat druk vanuit de andere landen om de eigen duurzame energiepotentiëlen te benutten, maar hoe groot die druk precies zal zijn is niet bekend.

Er wordt hier aldus van uitgegaan dat er geen makkelijke en goedkope exportpotentiëlen zijn, aangezien andere landen er ook belang bij hebben hun binnenlandse duurzame energiebronnen te benutten. Alleen potentiëlen die naar verwachting niet of beperkt benut zullen worden, worden hier expliciet meegenomen. Het gaat dan bijvoorbeeld om windenergie in Schotland of Noorwegen. Daarmee is er dus vanuit gegaan dat Nederland zichzelf een beperking oplegt en dat er bij import van duurzame elektriciteit sprake moet zijn van additionele duurzame energie uit het buitenland welke anders niet benut zou zijn.

Voor de modelberekeningen is er van afgezien om extra import van waterkracht (bovenop import via de geplande kabelverbinding met Noorwegen) mee te nemen. Er is verondersteld dat landen met veel waterkracht dit zelf zullen blijven benutten, mede gezien hun doelstellingen voor emissies. Aangaande de geplande kabelverbinding met Noorwegen is aangesloten bij de veronderstellingen van de NEV (Kroon, 1998a). Daarbij is er vanuit gegaan dat Noorse waterkracht geïmporteerd wordt en dat de marktprijs van Noorse elektriciteit gemiddeld gelijk zal zijn aan de marktprijs van elektriciteit in Nederland. Dit zou leiden tot nul meerkosten voor Nederland<sup>22</sup>. Er is verder vanuit gegaan dat de Noorse waterkracht niet als Groene Stroom telt.

Import van elektriciteit uit windenergie is wel als extra optie meegenomen. Daarbij is gekeken naar gebieden met gunstige omstandigheden voor windenergie en relatief grote potentiële waarvan verwacht mag worden dat een gedeelte daarvan resteert voor export. Dergelijke gebieden zijn aan te treffen in Noorwegen en in Engeland (Schotland). Twee opties zijn beschouwd. In het ene geval (Noorwegen) is verondersteld dat windenergie wordt gekoppeld met buffering door middel van waterkracht. In het andere geval (Schotland) wordt geen buffering verondersteld. De kosten voor transport en buffering van windenergie uit Noorwegen zijn hoger verondersteld (6 ct/kWh) dan voor Schotland (4 ct/kWh). Hier staat tegenover dat de windenergie uit Noorwegen kan rekenen op een grotere vermogensvergoeding. Voor beide opties is een maximum potentieel van 2000 MW in 2020 verondersteld. Er zijn extra kosten voor windturbines (200 f/kW) verondersteld in verband met grotere afstanden naar het elektriciteitsnet. Er is gerekend met een gemiddelde jaaropbrengst uitgaande van 2350 vollastdraaiuren.

Er wordt hier opgemerkt dat een minder behoudende aanpak aangaande import van duurzame elektriciteit van grote invloed kan zijn op de bijdrage van duurzame energie voor Nederland in 2020. Als bijvoorbeeld wordt verondersteld dat extra import van waterkracht kan plaatsvinden tegen bijvoorbeeld 16 ct/kWh, dan zullen daar beslist buitenlandse aanbieders voor zijn te vinden. Gezien de onzekerheden met betrekking tot het beleid van andere landen en de twijfels die bestaan rondom de vraag of import van waterkracht uit andere Europese landen wel zal leiden tot meer duurzame energie voor totaal Europa wordt het geven van een inschatting van de extra import van (grootschalige) waterkracht niet verantwoord geacht.

---

<sup>22</sup> Als verondersteld zou worden dat de elektriciteitsprijs in Nederland vaak lager zal zijn dan in Noorwegen dan zijn er twee mogelijke gevolgen. De eerste mogelijkheid is dat Nederland geen waterkracht importeert. Daardoor valt het aandeel duurzame energie in Nederland 0,6% lager uit. De tweede mogelijkheid is dat Nederland wel waterkracht importeert maar hiervoor een meerprijs betaald. Uitgaande van een marktprijs voor Noorse elektriciteit die bijvoorbeeld gemiddeld over een jaar 2 ct/kWh hoger is ten opzichte van de marktprijs in Nederland dan bedragen de kosten  $0,02 * 2,96 * 10^9 = 60$  miljoen gulden.

## BIJLAGE C FACTORKOSTEN DUURZAME ELEKTRICITEITSOPTIES

Tabel C.1 *Vershil in factorkosten tussen verschillende duurzame elektriciteitsopties en conventionele opties, **parkgemiddelde**, uitgerekend op basis van annuïteit met een rentevoet 5%*

Vershil factorkosten [ct/kWh]	2005	2010	2015	2020
PV	73,8	67,1	54,0	49,0
Wind zee	9,4	8,8	7,6	6,9
Wind kust	4,6	4,4	4,0	2,7
Wind binnenland	7,2	6,8	5,3	4,2
Wind UK	6,1	6,1	5,6	5,4
Wind Noorwegen	5,7	5,7	5,2	4,9
Biomassa klein	9,4	8,9	8,7	8,5
Biomassa groot	-	8,8	8,6	8,5

Tabel C.2 *Vershil in factorkosten tussen verschillende duurzame elektriciteitsopties en conventionele opties, **nieuwe investeringen**, uitgerekend op basis van annuïteit met een rentevoet 5%*

Vershil factorkosten nieuw [ct/kWh]	2005	2010	2015	2020
PV	73,8	62,9	45,6	38,5
Wind zee	9,4	8,3	6,4	5,4
Wind kust	3,6	3,1	2,0	1,3
Wind binnenland	6,4	5,6	4,1	3,2
Wind UK	6,1	5,9	5,0	4,4
Wind Noorwegen	5,7	5,6	4,7	4,1
Biomassa klein	9,4	8,8	8,0	7,5
Biomassa groot	-	8,8	8,2	7,7

Tabel C.3 *Vershil in factorkosten tussen verschillende duurzame elektriciteitsopties en conventionele opties, **parkgemiddelde**, uitgerekend op basis van annuïteit met een rentevoet 11,6%*

Vershil factorkosten [ct/kWh]	2005	2010	2015	2020
PV	119,1	108,4	87,8	79,9
Wind zee	15,2	14,3	12,6	11,6
Wind kust	8,7	8,3	7,7	5,9
Wind binnenland	12,5	11,8	9,7	8,1
Wind UK	9,9	9,8	9,1	9,0
Wind Noorwegen	8,6	8,4	7,7	7,3
BV-STEG klein	12,4	11,5	11,2	11,1
BV-STEG groot	-	10,4	10,3	10,1

Tabel C.4 *Vershil in factorkosten tussen verschillende duurzame elektriciteitsopties en conventionele opties, **nieuwe investeringen**, uitgerekend op basis van annuïteit met een rentevoet 11,6%*

Vershil factorkosten nieuw [ct/kWh]	2005	2010	2015	2020
PV	119,1	101,8	74,4	63,2
Wind zee	15,2	13,5	10,9	9,4
Wind kust	7,3	6,4	4,8	3,8
Wind binnenland	11,3	10,0	7,9	6,7
Wind UK	9,9	9,5	8,2	7,5
Wind Noorwegen	8,6	8,2	7,0	6,2
Biomassa klein	12,4	11,3	10,3	9,5
Biomassa groot	-	10,4	9,6	8,9

## BIJLAGE D AFKORTINGENLIJST

Afkorting	Betekenis
AVI	Afval verbrandingsinstallatie
AZS	Subsidieregeling actieve zon-thermische systemen
BAK	Basisonderzoek Aardgasverbruik Kleinverbruikers
BOS	Balance of system
BSE	Besluit subsidies energieprogramma's
BTW	Belasting op toegevoegde waarde
BV-STEG	Biomassavergasser met stoom- en gasturbine centrale
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CE	Centrum voor Energiebesparing en Schone Technologie
CIF	Cost Insurande Freight
COP	Coefficient of Performance
CPB	Centraal Planbureau
ct	cent
DEIO nota	Nota Duurzame energie in opmars
DEN	Derde Energienota
DE-POT	Duurzame energie potentieel model
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland
EC-scenario	European Coordination scenario
EDB	Energiedistributiebedrijf
EDON	Energiedistributiebedrijf Oost- en Noord-Nederland
EET	Economie, Ecologie en Technologie
EIA	Energieinvesteringsaftrek
EINP	Subsidieregeling energievoorzieningen in de non-profitsector
EPK	Energieprestatiekeur voor de bestaande bouw
EPN	Energieprestatienorm voor nieuwbouw
EPON	Elektriciteitsproductiebedrijf Oost- en Noord-Nederland
EPZ	Elektriciteitsproductiebedrijf Zuid-Nederland
EU	Europese Unie
EZH	Elektriciteitsproductiebedrijf Zuid-0Holland
<i>f</i>	Nederlandse gulden
GC-scenario	Global Competition scenario
GFT	Groente-, fruit- en tuinafval
GW	Gigawatt 10e9 Watt
GWp	Gigawatt piek
IEA	International Energy Agency
IRV	Interne rentevoet
kW	Kilowatt vermogen
kWh	Kilowattuur = 3,6 MJ
kWp	Kilowatt piek
MER	Milieu effect rapportage
MJ	MegaJoule
MW	Megawatt
MW	Megawatt elektrisch
MW <sub>piek</sub>	Megawatt piekvermogen
NEH	Nederlands Energie Huishouding
NEV	Nationale Energie Verkenningen
PJ	Petajoule, 10 <sup>15</sup> Joule
PNEM	Provinciale Noord-Brabantse Energiedistributie Maatschappij
PR	Progress ratio



---

PV	Photo- Voltaïsche zonne-energie
R&D	Onderzoek en ontwikkeling
RDF	Refused Derived Fuel
REB	Regulerende energiebelasting
SAVE	Simulatie en Analyse van Verbruikontwikkelingen in Energiescenario's
SPF	Seasonal Performance Factor
TVB	Totaal verbruik binnenland
TWh	Terawattuur
VAMIL	Vrije afschrijving milieu-investeringen
VROM	Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu
WKK, W/K	Warmte/kracht koppeling
WP	Warmtepomp

---

## REFERENTIES

- Adviesbureau Stroom-Lijn: *Grootschalige waterkracht in Nederland, Eindrapport van het Novem Programma Waterkracht*. DV2.1.95.96.05, Novem, Sittard, mei 1996.
- Adviescentrum Stortgas: *Stortgaswinning en -benutting in Nederland*. VVAV 97031S.R. Vereniging van Afvalverwerkers, Utrecht, september 1997.
- Appelman, M.: 'Scheiden is soms lijden, VROM wil niet tornen aan aparte inzameling GFT-afval'. *Nieuwsblad Stroom*, eerste jaargang, no. 4, pag. 3, 19 maart 1999.
- Baart, D.: *Duurzame energie in 1988-1991*. CBS-publicatie, SDU/uitgeverij, 's-Gravenhage, maart 1993.
- Bakker, C., J.P. Coelingh en L.A.G. Arkestijn: *Windenergie offshore: Watt anders*, E-connection, 1997.
- Beeldman, M. et al.: *Mogelijkheden voor CO<sub>2</sub> reductie in 2020*. ECN-C--98-041, Petten, 1998.
- Beeldman, M. et al.: *Vervolg optiedocument*, ECN-RIVM--99/1, Petten 1999.
- Beeldman, M., H.F. Kaan, J.C. Romer, P.G.M. Boonekamp: *SAVE-module Utiliteitsbouw*, ECN-I--94-044, Petten, 1994.
- Bestebroer, S.I., M.L. Beekes: 'Import hout voor bijstook in kolencentrales in nog te duur'. *Energie- en Milieuspectrum*, no. 11, 1997, pag. 24-26.
- Bolscher, G.H. ten: 'Zon haalt streep door energierekening zwembaden'. *Verwarming & Ventilatie*, september 1998, pag. 723-731.
- Boonekamp, P.G.M.: Persoonlijke mededeling monitoring project over het temperatuur gecorrigeerde TVB.
- Boonekamp, P.G.M.: *SAVE-module huishoudens*, ECN-I--94-045, Petten, 1994.
- Brochure MEGA LIMBURG: *Waterkracht Journaal*, mei 1997.
- Brummelen, M. van, L.E. de Graaf, D. de Jager: *Inventarisatie warmtepompen 1995-1997 (voorlopige vaststelling 1997)*. Utrecht, Ecofys, mei 1998.
- BTG: *Foreign wood fuel supply for power generation in the Netherlands*, report BTG, 1995.
- Buitenhuis, H.: 'Koude-opslag in de industrie afwegen tegen andere koeltechnieken, Koeling met grondwater aan banden'. *Energie en Milieuspectrum*, no. 1-2, jan-feb 1997, pag. 24-27.
- Caddet: *An 11 MW Hydropower Plant in the Netherlands*. Project beschrijving op Internet, <http://194.178.172.86/register/data-re/ccr01742.htm>.
- Capros, P., L. Mantzos, N. Ioannou: *Technology stories with PRIMES2 for the European Union*, National Technical University of Athens, paper presented at the Third EC/IEA workshop on energy technology and climate change, Sevilla, October 28-30, 1998.
- CBS: *Nederlandse energiehuishouding 1996*, 1997.
- CE: *Bepalende parameters omvang duurzame energie in Nederland*, Centrum voor energiebesparing en schone technologie, Delft, 1998.
- CEA: *Procesbeschrijving open haarden, hout- en kolenkachels*. RIVM-710401031, RIVM, Bilthoven, januari 1994.
- Christiansson, L.: *Diffusion and learning curves of renewable energy technologies, International Institute of Applied Systems Analyses*, WP-95-126, Laxenburg, Austria.
- Climatic Design Consult: *Protocol monitoring passieve zonne-energie*. 1995.
- Climatic Design Consult: *Protocol monitoring passieve zonne-energie*. 1998.

- Dirven, P., B. Gysen, P. Vanderkerckhove: *Koude-warmteopslag in watervoerende lagen voor klimaatregeling in gebouwen en industriële proceskoeling*. Informatiepakket koude-warmteopslag, VITO, Mol, België, 1997.
- Duurzame Energie*, 1997: 'PV groei-project op 9000 woningen'. nr. 6, dec. 1997, pag. 38.
- Duurzame Energie*, 1998a: 'BIO-energie: de stand van zaken'. nr. 4, aug. 1998, pag. 16-18.
- Duurzame Energie*, 1998b: 'Tender zonneboilers al groot succes'. nr. 4, aug. 1998, pag. 33.
- Duurzame Energie*, 1998c: 'Aantal deelmers PV-convenant groeit'. nr. 5, okt. 1998, pag. 27.
- ECN: *Energieverslag Nederland 1997*.
- Ecofys: *Duurzame energie in cijfers*. Energiened, maart 1997.
- Egmond, L. van: *Convenant rond REB*. Paper gepresenteerd op 'De markt voor energie uit Afval en Biomassa', Rotterdam, 3 en 4 november 1998.
- Energie & Afvalbeheer*: 'Vergisting industrieel afvalwater rendabel dankzij milieuheffing', no. 9, 1986, pag. 37-39.
- Energie- en Milieuspectrum*, 1998: 'Afzet zonneboilers bijna verdubbeld'. nr. 5, april 1998, pag. 5.
- Energie- en Milieuspectrum*, 1997: 'Bio-energie zet komende jaren grote stap voorwaarts', nr. 12, december 1997, pag. 7.
- ESD (Energy for Sustainable Development): *TERES II Country Report – Netherlands*, ESD Ltd. Neston, United Kingdom, 1996.
- Faaij, J.A.: *Energy from biomass and waste*, Thesis, University of Utrecht, 1997.
- Gielen D.J., P.R. Koutstaal, T. Kram, S.N.M. van Rooijen: *Post-Kyoto: effecten op het klimaatleid van de Europese Unie*, ECN-C--98-040, Petten, 1998.
- Gielen et al 1998 (biomassa)
- Grubler, A.: *Technology and global change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, 1998.
- Heijboer, P., G.H. ten Bolscher: 'De zuinige woonwijk met de blik op de toekomst, warmtepompen, bodemopslag en LT-verwarming in Broekpolder'. *Energie- en Milieuspectrum*, no. 3, 1998, pag. 27-29.
- Hilten, O. van et al: *De ECN-bijdrage aan de Derde Energienota – uitgebreide beschrijving energieschetsen 2020*, ECN-C--96-014, Petten. 1996.
- Home page WIND SERVICE HOLLAND. Internet pagina: <http://home.wxs.nl/~windsh/statsnl.html>.
- IEA: *World Energy Outlook*, Internationaal Energieagentschap, Parijs, 1998.
- IEA Heatpump Centre: 1998.
- IEPE and Ecosim: *Technological scenarios, climate change and emission trading*, paper presented at the Third EC/IEA workshop on energy technology and climate change, Sevilla, October 28-30, 1998.
- Internet 1999a: 23 februari 1999: [http://www.duurzame-energie.nl/tze\\_8.htm](http://www.duurzame-energie.nl/tze_8.htm).
- Internet 1999b: 12 maart 1999: <http://www.welke.nl/haarden/haard/openhaard.html>.
- Internet 1999c: 13 maart 1999: <http://chi.hearth.com/addcalc.html>.
- Internet 1999d: 22 maart 1999: *Appendix IV International case studies*. <http://www.erin.gov.au/portfolio/esd/climate/methane/mwbapp4.html>.
- Internet, 1999e: *Kwaliteit van compost naar een hoger plan*. <http://www.samson.nl/mm/nieuws/mm970708.htm>.
- Jager, D. de: 'De Hernieuwbare energie in 2020 10% of 7,5%' *Energie- en Milieuspectrum*, nr. 12, december 1997, pag. 7.
- Janse, F.: 'Optimisme over toekomst thermische energie'. *Duurzame Energie*, nr. 5, okt. 1998, pag. 8-9.
- Jansen, D.: *Input ten bate van BRED project*, interne notitie 31 december 1998.

- Jansen, D.: *Persoonlijke mededelingen 11 juni 1999*, ECN.
- Jong, J.B.R.M. de: *Duurzame Energie Opwekking uit biomassa bij EPZ*. Paper gepresenteerd op 'De markt voor energie uit Afval en Biomassa, Rotterdam, 3 en 4 november 1998.
- Kasper, H.: *Biomassa voor energiewinning*. Paper gepresenteerd op 'De markt voor energie uit Afval en Biomassa, Rotterdam, 3 en 4 november 1998.
- KEMA en BTG: *Bijstoken van geïmporteerde biomassa uit Estland in de Centrale Maasvlakte (EZH) en de Centrale Borssele (EPZ): economische haalbaarheid*, rapport KEMA/BTG, 1996.
- Klunne, W.E.: *Waterkracht in Nederland?* Internet 13 oktober 1998:  
[http://www.itc.nl/~klunne/yes\\_dc.htm](http://www.itc.nl/~klunne/yes_dc.htm).
- Koopmans, C.: *Persoonlijke mededelingen*, maart 1999.
- Korevaar, C.H.: *Bijstoken biobrandstofkorrels in de poederkool gestookte centrale Maasvlakte*. Paper gepresenteerd op 'De markt voor energie uit Afval en Biomassa, Rotterdam, 3 en 4 november 1998.
- Koude-warmtedistributie met warmtepompen voorziet nieuwbouw van warmte*. Podium warmtepompen, no 4, mei 1997, pag. 13.
- Kroon, P. et al.: *Extra energiebesparing nader onderzocht - achtergronddocument bij de Energiebesparingsnota 1998*, ECN-C--98-093, Petten, 1998a.
- Kroon, P. et al.: *Nationale Energieverkenningen 1995-2020*, Petten, 1998b.
- Lako, P. en van Rooijen, S.N.M.: *Economics of power generation from imported biomass*, ECN-C--98-013, Petten, 1998.
- Lange, T.J. de: *ECN-notitie omtrent het DE-POT model*, Petten, 1997.
- Lange, T.J. de, A. van Dril: *Mogelijkheden voor toepassing van hernieuwbare energie in de glastuinbouw 1995-2020*, ECN-I--98-038, Petten, 1998.
- Lange, T.J. de: *Interne achtergrondnotitie DE-POT model*, ECN, Petten, 1997.
- MEGA-Limburg: *Waterkracht*. Internet pagina: <http://www.megalimburg.nl/onsbedr/duurener/waterkr.htm>.
- Menkveld, M., A.W.N. van Dril, H. Jeeninga: *Warmtepompen in de NEV-scenario's*, intern rapport, ECN, Petten, december 1998.
- Ministerie van Economische Zaken: *Actieprogramma Duurzame Energie 1997-2000*, 1997.
- Ministerie van Economische Zaken: *Duurzame energie in opmars*. maart 1997.
- Ministerie van VROM: *Besluit stortverbod afvalstoffen*, *Staatsblad*, 1995, no. 345, 11 juli 1995. Dit besluit is sindsdien uitgebreid en aangepast. Zie onder meer: *Staatsblad* 1997, no. 665, 18 december 1997.
- Ministerie van VROM: *Besluit typekeuring houtkachels luchtverontreiniging koolmonoxide*, *Staatsblad*, 1996, no.171, 26 maart 1996.
- Ministerie van VROM: *Stortbesluit bodembescherming*. *Staatsblad*, 1993, no. 55, 29 jan. 1993.
- Mourik, G.J. van. (Novem) *persoonlijke mededeling* 13 november 1998.
- Nackicenovic, N, A. Grubler, A. McDonald: *Global Energy Perspectives*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, 1998.
- CBS: *Nederlandse Energiehuishouding 1996*, Voorburg, 1997.
- Neij, L.: *Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology*, *Energy Policy*, Vol. 23, No 13 pp 1099-1107, 1997.
- Novem, 1997: *Energie-efficiënte warmtevoorziening voor nieuwbouwwijk, warmtepopm/energieopslag in de wijk Broekpolder*. DV 1.1.101.97.12, Novem, 1997.
- Novem: *De zonneboiler, Warm water uit zonlicht*. ISSO-publicatie no 14, ISSO, Rotterdam, 1992.
- Novem: *Elektriciteit uit zonlicht*, Utrecht, 1995.
- Novem: *Protocol Monitoring Duurzame Energie*. Utrecht, versie november 1998.

- Novem: *Warmte uit zonlicht, Programma Thermische zonne-energie 1997-2000*. DV1.1.88.98.02, Utrecht, Novem.
- Novem: *Zonneverwarming van zwembaden*. S04.54, Novem, Utrecht, december 1990.
- Novem: *Zonnewarmte in de agrarische sector*. S04.53, Novem, Utrecht, december 1990.
- Okken, P.a., et. al.: *Houtkachels in Nederland : Bijdrage aan energievoorziening en milieubelasting*. ECN-C--92-021, Petten, ECN, april 1992.
- Oosterheert, R.J., et.al.: *Energie Verslag Nederland 1995*. ISSN: 1381-4354, ECN, Petten, met 1996.
- Ouden, D. van, A.E. Pfeiffer: 'Optimalisatie van elektriciteitsopwekking bij afvalverbranding'. *Energie Consulent*, no. 4, 1992, pag. 4-8.
- Persbericht NUON van 11 juni 1998.
- Phillippens, M.: 'Koudeopslag wordt standaard, Al meer dan vijftig projecten in bedrijf'. *Energie en Milieuspectrum*, no 6-7, juni-juli 1998, pag. 28-31.
- Raa, B.D. te: 'Eén miljoen huishoudens doen groen afval in de groene container, gescheiden inzameling is op termijn goedkoper'. *ROM*, nr. 9 september 1991, pag. 6-13.
- Rossing, R.: 'Zonne-gascombi bijna volwassen'. *Duurzame Energie*, Nr. 5, oktober 1995, pag. 51.
- Saint-Joly, C.: *Waste treatment by anaerobic digestion: production of energy, production of compost and environment protection*. Samenvatting op Internet 22 maart 1999 [http://lims.uni-duisburg.de/cemsa98/SIV\\_5.htm](http://lims.uni-duisburg.de/cemsa98/SIV_5.htm).
- Schaap, A.B., C.A.M. Stap, *Conceptvergelijking warmtepompboiler, zonneboiler en warmteterugwinning*, Novem warmtepompen rapport 9607, Ecofys, Utrecht, oktober 1996.
- Schaeffer, G.J., M.G. Boots, J.W. Martens, M.H. Voogt.: *Tradeble green certificates*, ECN-I—99-004, Petten, 1998.
- Schlatmann, A.T.M., E.M.N. Bos: *Economische perspectieven van warmtepompen in de Nederlandse woningbouw*, Novem warmtepompen rapport 9605, Tebodin, Den Haag, juli 1996.
- Schoen, A.J.N., C.J. van de Leun, K. Blok: *Zonneboilers, fotovoltäische zonne-energie en warmtepompen in Nieuw Oost*. E 905, Utrecht, Ecofys, mei 1991.
- Schomaker, T., P. Roeleveld.: 'Nieuwe lozingseisen beperken slibgisting als duurzame energiebron'. *Energie en Milieuspectrum*, nr. 5, 1997, pag. 26-27.
- Seebregts et. al.: *Endogenous technological learning: experiments with MARKAL, contribution to EU-TEEM task 2.3*, ECN-C--98-064, Petten, 1998.
- Six, W.: 'Procédé voor composteren GFT-afval waarbij biogas vrijkomt: Proef met afval uit Tilburg'. *Energie & Milieutechnologie*, nr. 1&2, januari 1991, pag. 24-26.
- Slob, A.F.L., L.S. Steenwinkel, H. Booij: *Procesbeschrijving open haarden, hout- en kolenkachels*. RIVM-710401031, RIVM, Bilthoven, januari 1994.
- Stravers, F.: 'PNEM kiest voor bewezen technologie'. *Duurzame Energie*, nr. 5, oktober 1998, pag. 32.
- TEEM research team, papers of the *Technology Dynamics Typology Working Group Meeting*, EC - Joule III TEEM Project, December 14-15 1998, IPTS, Sevilla.
- Ten Kroode & Van Zee organisatie-adviseurs: *Zonneboilers, stand van zaken 1998*. In opdracht van Novem, ISBN:90-75780-03-6, 10 maart 1998.
- Venendaal, R.: *Stellingen ten behoeve van het Euroforum congres*. Cijfers uit de bijlage bij de stellingen gepresenteerd op 'De markt voor energie uit Afval en Biomassa, Rotterdam, 3 en 4 november 1998.
- Voorter, P.H.C.: 'Winning en benutting stortgas op minstens 23 plaatsen bekeken'. *Energie en afvalbeheer* nr. 1, 1987, pag. 29-35.

- Vos, R. de: 'Voorsorteren voor de pv-markt van 2050'. *Energie- en Milieuspectrum*, nr. 11, okt. '97, p. 27.
- VROM: *Minder energiegebruik door een andere leefstijl. Project Perspectief. Eindrapportage*, VROM 990130/S/2-99, Den Haag, 1998.
- Wind Service Holland, New windturbines in the Netherlands 1998, <http://home.wxs.nl/~windsh/nwturtab98.html>, 1999.
- Wright, T.P.: *Factors affecting the costs of airplanes*, *Journal of the Aeronautical Sciences*, Vol 3 (122-128), 1936.
- Ybema, J.R. et al: *Flexibiliteit in de energievoorziening voor toekomstig CO<sub>2</sub>-beleid*, ECN-C--98-003, ECN, Petten, 1998.
- Ybema, J.R., et. al.: *Prospects for Energy Technologies in the Netherlands, Volume 2, Technology characterization and technology results*. ECN-C--95-039, Petten, 1995.
- Zippro, C.: *Winning van Duurzame Energie Totaal overzicht*. CBS, Voorburg. Fax van 9 november 1998.