

DUURZAME ENERGIE EN RUIMTE

De potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO₂-reductie in Nederland

M. Menkveld

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van RIVM als voorbereiding op een brochure over duurzame energie en ruimte. Tevens zijn gegevens uit dit rapport zijn gebruikt in de Milieubalans 2002. Dit project staat bij ECN bekend onder nummer 77482. Contactpersoon bij RIVM is dhr. R. van den Wijngaart.

Abstract

This report presents an overview of the potential contribution of renewable energy to CO₂-reduction in the Netherlands for the years 2001, 2010 and 2030. Based on the established national and international policy instruments 7 to 8 Mton reduction of CO₂-emissions by renewable energy would be expected in 2010. This is 1/4th to 1/3rd of the reduction effect on CO₂ by climate policy. In potential the reduction of CO₂ by renewable energy could be twice as large (12 Mton). This seems possible when barriers for realisation of renewable energy will be solved with a strong policy.

INHOUD

1.	INLEIDING	7
1.1	Probleemstelling	7
1.2	Aanpak	7
1.2.1	Inschatting potentiëlen	7
1.2.2	Bronnen	7
1.2.3	Methodiek bepaling CO ₂ -reductie	8
2.	CO ₂ -EMISSIEREDUCTIE VAN DUURZAME ENERGIE	10
3.	RUIMTELIJKE ASPECTEN	13
	BIJLAGE A FACTSHEETS PER DUURZAME ENERGIE BRON	16
A.1	Afval en biomassa	16
A.2	Biobrandstoffen	20
A.3	PV	21
A.4	Windenergie	23
A.5	Warmtepompen en warmte/koude opslag	28
A.6	Zon-thermisch	29
A.7	Waterkracht	31
A.8	Golfslag energie	31

SAMENVATTING

Door het RIVM wordt een brochure voorbereid rond het thema 'Duurzame energie en ruimte'. Het doel van de brochure is inzicht te geven in de bijdrage die hernieuwbare energie kan leveren aan het realiseren van de reductie van broeikasgassen in Nederland en de ruimtelijke aspecten die daarbij een rol spelen. Dit rapport geeft een overzicht van de bij ECN beschikbare informatie die bij de brochure kan worden gebruikt.

In 2001 leverde de binnenlandse duurzame energieproductie een bijdrage aan CO₂-reductie van ca. 2,1 Mton. Het grootste deel daarvan kan worden toegeschreven aan beleid. In de Referentieraming wordt met de verwachte binnenlandse duurzame energieproductie in 2010 6,4 Mton CO₂ gereduceerd. Dat is nog exclusief het effect op duurzame energie door beleid dat ten tijde van de Referentieraming 'in voorbereiding' was, waaronder het BLOW windenergieconvenant met VNG en provincies en het Kolenconvenant. Hetgeen een verhoging van de bijdrage van duurzame energie aan CO₂-reductie van 0,7 tot 1,8 Mton zou betekenen (Menkveld et al., 2002a). De totale emissiereductie door binnenlandse duurzame energieproductie, inclusief beleid 'in voorbereiding' 7 à 8 Mton, mag ook vrijwel volledig worden toegeschreven aan beleid. Daarmee draagt de productie van duurzame energie in Nederland 1/4^e tot 1/3^e bij aan de CO₂-reductie door binnenlands klimaatbeleid.

Bij duurzame energie speelt bij de meeste opties dat er een flink potentieel is voor kostenreductie maar dat dit moet komen van schaal- en leereffecten en daardoor kan het nog even duren voordat die gerealiseerd is. Daarmee is het potentieel op de lange termijn (richting 2030) aanzienlijk groter dan het huidige potentieel, gedacht moet worden aan orde grootte van 40 Mton. Het grootste potentieel ligt bij biomassa, biobrandstoffen en wind op zee (samen goed voor ca. 38 Mton).

De maatschappelijke kosten voor CO₂-reductie door inzet van duurzame energie verschillen enorm per optie. De kosten in 2010 variëren tussen de 10 euro/ton CO₂ voor meestook van biomassa in kolencentrales en 600 euro/ton CO₂ voor PV. Geconcludeerd kan worden dat realisatie van een groot deel van het reductiepotentieel mogelijk is tegen kosten kleiner of gelijk aan 50 euro/ton.

Ruimtelijke aspecten spelen bij de potentiële bijdrage van duurzame energie wel een belangrijke rol, zoals bijvoorbeeld het vinden van geschikte locaties voor windenergie op land, de relatie tussen off shore windenergie en andere gebruiksfuncties op de Noordzee en het forse ruimtebeslag van energieteelt. Daarnaast zijn er andere knelpunten bij realisatie van duurzame energie, waaronder hoge (investerings)kosten en onbekendheid met de toepassing van de technologie.

1. INLEIDING

1.1 Probleemstelling

Door het RIVM wordt een brochure voorbereid rond het thema 'Duurzame energie en ruimte'. Het doel van de brochure is inzicht te geven in:

1. De bijdrage die hernieuwbare energie kan leveren aan het realiseren van de reductie van broeikasgassen in Nederland.
2. Ruimtelijke aspecten die daarbij een rol spelen.

RIVM heeft het ECN verzocht ten behoeve van de brochure ondersteuning te verlenen door het leveren van informatie. Tevens dient deze informatie ter ondersteuning van de productie van de Milieubalans 2002.

1.2 Aanpak

1.2.1 Inschatting potentiëlen

Er zijn verschillende definities mogelijk van het 'potentieel' van duurzame energie. In dit rapport worden de definities gehanteerd zoals gebruikt in (Voogt et al., 2001). Het 'theoretisch potentieel' is de totale energie die een duurzame bron kan leveren, bijvoorbeeld de energie-inhoud van de zinstraling per jaar op het Nederlandse aardoppervlak. Het 'technisch potentieel' houdt rekening met de technische mogelijkheden om vanuit deze stromen daadwerkelijk energie op te wekken. Het 'realistisch potentieel' houdt vervolgens rekening met beperkingen door publieke of sociale acceptatie, milieugevolgen, ruimtelijke planningsproblemen en andere marktbarrières. Het 'realiseerbaar potentieel' houdt ook nog eens rekening met de beschikbaarheid van technologie, met de maximale groei aan productiecapaciteit om de technologie te maken. In dit rapport worden inschattingen gegeven van het 'realiseerbaar potentieel'.

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO₂-reductie. In een overzichtstabel (Tabel 2.1) staan naast elkaar de realisatie en CO₂-reductie voor:

1. De huidige stand van zaken.
2. De 'realisatie' in de Referentieraming in 2010.
3. Het realiseerbaar potentieel in 2010.
4. Het realiseerbaar potentieel op langere termijn (2030).

In Hoofdstuk 3 wordt ingegaan op de ruimtelijke aspecten die daarbij een rol spelen. In Bijlage A wordt in een aantal factsheets per duurzame energiebron een onderbouwing gegeven van de potentiële schattingen en inzicht gegeven in de aspecten die bepalend zijn voor het potentieel. Achtereenvolgens komen aan de orde: de stand van zaken, de ruimtelijke aspecten, de knelpunten bij de realisatie, het realiseerbaar potentieel en de kosten.

1.2.2 Bronnen

De huidige stand van zaken is gebaseerd op gegevens uit de monitoring van duurzame energie door Novem en Ecofys over 2000 en de eerste helft van 2001 (Novem/Ecofys, 2002).

Verder is gebruik gemaakt van de resultaten wat betreft duurzame energie uit de Referentieraming 2001-2010 (Ybema et al., 2002). De referentieraming is door ECN en RIVM opgesteld ten behoeve van het energie en klimaatbeleid en geeft een zo plausibel mogelijke inschatting van

de ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening. Daarbij zijn realisaties tot en met 2000, nieuwe inzichten en het concreet vastgestelde energie- en klimaatbeleid meegenomen.

Het realiseerbaar potentieel in 2010 is een inschatting van de mogelijke bijdrage in 2010 van duurzame energie, indien er sprake is van effectief additioneel beleid. Hier wordt dus de aannahme van de Referentieraming van bestaand beleid losgelaten. Voor de verschillende bronnen wordt in de factsheets aangegeven welke veronderstellingen zijn gehanteerd om tot het realiseerbaar potentieel te komen.

Een realiseerbaar potentieel voor het jaar 2030 dient om een doorkijkje te geven naar de langere termijn. In de studie 'Synergie in de aanpak van klimaatverandering en verzuring', dat door ECN en RIVM gezamenlijk is opgesteld (Beeldman en van den Wijngaart, 2000), zijn ook potentiëlen voor duurzame energie bepaald voor 2030. De insteek van die studie is invulling te geven aan 60% CO₂-reductie in 2030 met duurzame energie als één van de oplossingsrichtingen. Die resultaten zijn vergeleken met de realisatie in de Referentieraming voor 2010 en de schatting voor een realiseerbaar potentieel in 2010.

Voor de realiseerbare potentiëlen voor 2010 en 2030 is verder gebruik gemaakt van een Europese studie 'Long Run Energy Model', waarin Nederland is bekeken vanuit een Europees perspectief. De door ECN uitgevoerde 'LREM studie' heeft als doel een indicatie te geven van de beschikbare bronnen in Europa (waaronder de 15 EU lidstaten en nog 15 toetredende landen), waarbij getracht is weer te geven hoe de onderlinge verdeling van de bronnen gekenschetst wordt.

1.2.3 Methodiek bepaling CO₂-reductie

De potentiële CO₂-reductie is bepaald aan de hand van inschattingen voor de elektriciteit- en warmteproductie van de verschillende duurzame energiebronnen. De warmteproductie is terugerekend naar vermeden gasinput en met de CO₂-emissiefactor van aardgas omgerekend naar CO₂-reductie. De emissiefactor voor elektriciteit waarmee duurzaam opgewekte elektriciteit kan worden vertaald in CO₂-reductie is gebaseerd op een voor het ERUPT programma (Joint Implementation) ontwikkelde methodiek (Ybema en Volkers, 2001). Uitgangspunt is te kijken naar het marginale effect, m.a.w. wat zou de CO₂-emissie zijn van een PJ elektriciteit als deze niet met duurzame bronnen opgewekt zou zijn? Daarbij zijn verschillende benaderingen mogelijk:

1. Wat zou er aan elektriciteitsproductievermogen gebouwd zijn als er geen duurzaam vermogen was gerealiseerd (*built margin*)? Laten we aannemen dat voor 2010 dit een nieuwe gasgestookte WKK-STEG is met 50%/40% elektrisch/thermisch (62% exergetisch) rendement, met een CO₂-emissiefactor van 0,09 Mton/PJe.
2. Welk elektriciteitsproductievermogen zou gedraaid hebben als er geen duurzame productie zou zijn geweest (*operational margin*)? Daarvoor kun je het gemiddelde park nemen, maar in werkelijkheid zal het niet zo zijn dat aardgas en kolengestookte centrales in dezelfde verhouding worden 'teruggeregeld' als dat ze bijdragen aan elektriciteitsproductie. Gasgestookte centrales worden naar verhouding vaker teruggeregeld dan kolencentrales. Kolencentrales draaien meer in basislast en hebben lagere marginale kosten. In de aanpak voor ERUPT is door ECN een formule bedacht en gehanteerd. Deze komt er op neer dat als het aandeel van kolen in de totaal fossiele elektriciteitsopwekking 51% bedraagt en 49% voor gas, dat de aandelen waarmee gerekend wordt 0,5x51% voor kolen bedraagt en 1-0,5x51% voor gas (genoemde aandelen komen overeen met de resultaten van de Referentieraming in 2010). Bij de uitgespaarde gasinzet moet men nog bedenken dat de nieuwste en meest efficiënte centrales niet of minder worden teruggedraaid dan centrales met een rendement van rond de 54%. In de operational margin benadering is dus gerekend met 26% kolen en 74% gas (de gemiddelde emissiefactor is dan 66 kg/GJ) en met een gewogen rendement van 50% (dat is 0,26x40% + 0,74x54%). Daarmee is een emissiefactor berekend van 0,13 Mton/PJe.

Omdat voor beide benaderingen wat te zeggen valt, wordt gerekend met het gemiddelde¹: 0,11 Mton/PJe voor duurzaam opgewekte elektriciteit in 2010.

Voor 2000/2001 is gerekend met een emissiefactor van 0,16 Mton/PJe, in lijn met de aannames in een studie voor VROM over de periode 1990-2000 (Jeeninga et al.,2002). In deze studie is ook bovenstaande methodiek gevolgd.

Voor 2030 is uitgegaan van de nu best beschikbare technologie met een emissiefactor van 0,09 Mton/PJe.

Voor wat betreft de bijstook van biomassa in kolencentrales wordt overigens uitgegaan van de rechtstreekse vervanging van kolen door biomassa en het gemiddelde rendement van kolencentrales (ca. 40% in 2010).

Bewust is niet gekozen voor emissiefactoren uit het Protocol Monitoring Duurzame Energie (Novem, 1999). Het protocol gaat uit van de gemiddelde CO₂-emissie van elektriciteit (dat is dus anders dan de hierboven genoemde benaderingen!), voor 2000 geldt een factor van 0,156 Mton/PJe. Dat is echter gebaseerd op kentallen uit 1997! ECN beschikt over recentere gegevens. De gemiddelde CO₂-emissiefactor van de conventionele binnenlandse elektriciteitsopwekking in 2000 is gelijk aan 0,162 Mton/PJe. Het protocol gaat voor 2010 uit van 75% gasinput en 25% koleninzet, terwijl we momenteel een meer gelijke inzet verwachten (Referentieraming). Ook het gemiddelde rendement zal in 2010 naar verwachting lager zijn (ca. 45%) dan in het protocol is aangenomen (55%).

¹ Het realiseerbaar potentieel in 2010 levert ca. 100 PJ elektriciteit. Daarmee is de potentiële emissiereductie t.o.v. het gekozen gemiddelde 2 Mton lager in de 'built margin' benadering en 2 Mton hoger in de 'operational margin' benadering.

2. CO₂-EMISSIEREDUCTIE VAN DUURZAME ENERGIE

Tabel 2.1 geeft een overzicht van de potentiële bijdrage van duurzaam aan CO₂-reductie per duurzame energiebron op dit moment, in 2010 volgens de Referentieraming op basis van bestaand beleid, de potentiële CO₂-reductie in 2010 en op lange termijn (2030).

In 2001 leverde de binnenlandse duurzame energieproductie een bijdrage aan CO₂-reductie van ca. 2,1 Mton. Het grootste deel daarvan kan worden toegeschreven aan beleid, hetzij aan energie- en klimaatbeleid dan wel afvalstoffenbeleid wat betreft de energieproductie van AVI's. Slechts een beperkt deel zou ook zonder beleid gerealiseerd zijn, zoals de verbranding van hout in openhaarden bij huishoudens, waterkracht en een klein deel van het PV- en windenergievermogen.

In de Referentieraming wordt met de verwachte binnenlandse duurzame energieproductie in 2010 6,4 Mton CO₂ gereduceerd. Dat is nog exclusief het effect op duurzame energie door beleid dat ten tijde van de Referentieraming 'in voorbereiding' was, waaronder het BLOW windenergieconvenant met VNG en provincies en het Kolenconvenant. Hetgeen een verhoging van de bijdrage van duurzame energie aan CO₂-reductie van 0,7 tot 1,8 Mton zou betekenen (Menkvelde et al., 2002a). De totale emissiereductie door binnenlandse duurzame energieproductie, inclusief beleid 'in voorbereiding' 7 à 8 Mton, mag vrijwel volledig worden toegeschreven aan beleid.

De vraag is hoe we dit gegeven in perspectief kunnen plaatsen. Is 7 à 8 Mton reductie door binnenlandse duurzame energie productie als gevolg van energie- en klimaatbeleid veel? Ofwel hoe belangrijk is duurzaam voor het klimaatbeleid van Nederland? Om dat aan te geven kan er een vergelijking worden gemaakt met de totale CO₂-reductie door energie en klimaatbeleid naar schatting 25 Mton in 2010². Hieruit kunnen we concluderen dat productie van duurzame energie in Nederland 1/4^e tot 1/3^e deel bijdraagt aan de CO₂-reductie door binnenlands klimaatbeleid.

Uit de overzichtstabel blijkt dat de potentiële CO₂-reductie door duurzame energie in 2010 groter is dan ingeschat in de Referentieraming uitgaande van bestaand beleid. Een verdubbeling (12 Mton) lijkt mogelijk als met stevig beleid de knelpunten bij realisatie van duurzame energie worden opgelost.

Bij duurzame energie speelt bij de meeste opties dat er een flink potentieel is voor kostenreductie maar dat dit moet komen van schaal- en leereffecten en daardoor kan het nog even duren voordat die gerealiseerd is. Daarmee is het potentieel op termijn van 2030 aanzienlijk groter dan het huidige potentieel. In de overzichtstabel is aangegeven dat gedacht moet worden aan orde grootte van 40 Mton. Het grootste potentieel ligt bij biomassa, biobrandstoffen en wind op zee (samen 38 Mton). Het grotere potentieel heeft overigens niet alleen met kostenreductie te maken maar ook met het verder ontwikkelen van opties als wind op zee en biomassateelt.

De maatschappelijke kosten voor CO₂-reductie door inzet van duurzame energie verschillen enorm per optie. De kosten in 2010 variëren tussen de 10 euro/ton CO₂ voor meestook van biomassa in kolencentrales en 600 euro/ton CO₂ voor PV. De reductiekosten van biomassa zijn afhankelijk van de schaalgrootte, bijstook in kolencentrales en grootschalige biomassacentrales

² In Jeeninga et al., 2002 wordt het effect van energie- en milieubeleid op CO₂-emissies in de periode 1990-2000 geschat op 14 Mton. Verwacht mag worden dat het effect van energie- en milieubeleid in de periode 2001-2010 in principe ongeveer van dezelfde orde grootte zal zijn (14 Mton). In de periode 2001-2010 hebben we echter ook te maken met een intensivering van het klimaatbeleid door de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid. In de Referentieraming is het additionele effect van de maatregelen ingeschat op 8 Mton in 2010. Daarnaast hebben ECN en RIVM het effect van 'beleid in voorbereiding' geschat op 2,5 Mton. Bij elkaar is dat een beleidseffect van 14+8 +2,5=24,5 Mton.

kennen veel lagere kosten (50 euro per ton) dan kleinschalige biomassa centrales (meer dan 200 euro per ton). Verder zijn de reductiekosten van biomassa zeer gevoelig voor de prijzen van biomassa. Nu wordt nog gerekend met de prijzen van reststromen. Grootschalige inzet en de bijbehorende import van biomassa uit het buitenland kan de prijzen van biomassa verdubbelen. Daarom is in de overzichtstabel een ruime marge voor de reductiekosten opgenomen. Windenergie laat vergelijkbare reductiekosten zien als grootschalige biomassaopties, in 2010 respectievelijk 30 en 50 euro per ton voor wind op land en op zee. Geconcludeerd kan worden dat realisatie van een groot deel van het reductiepotentieel mogelijk is tegen kosten kleiner of gelijk aan 50 euro/ton CO₂.

Tabel 2.1 *De bijdrage van verschillende duurzame energiebronnen aan CO₂-reductie*

	Realisatie 1 juli 2001		Referentieraming 2010		Realiseerbaar potentieel 2010			Realiseerbaar potentieel 2030	
	Vermogen [MW _e]	CO ₂ -reductie [Mton]	Vermogen [MW _e]	CO ₂ -reductie [Mton]	Vermogen [MW _e]	CO ₂ -reductie [Mton]	Kosten [euro/ton]	Vermogen [MW _e]	CO ₂ -reductie [Mton]
wind op land	463 MW _e	0,5	1050 MW _e	0,8	1500 MW _e	1,1	30	2500 MW _e	1,5
wind op zee	0 MW _e	0	500 MW _e	0,5	2000 MW _e	2,1	50	10.000-15.000 MW _e	8,5-12,7
waterkracht	37,7 MW _e	0,1	52 MW _e	0,1	66 MW _e	0,1		80 MW _e	0,1
PV	15 MW _e	0,01	172 MW _e	0,1	200 MW _e	0,1	600	1000 MW _e	0,3
golfslagenergie	0 MW _e	0	0 MW _e		0 MW _e	0		100 MW _e	0,1
zonthermisch	< 50.000 zonneboilers	0,01	300.000 zonneboilers	0,1	500.000 zonneboilers	0,2	200	1 mln. zonneboilers	0,5
	0,15 PJth overig		0,7 PJth overig		1 PJth overig			2 PJth overig	
warmtepompen en warmte/koude opslag	1,1 PJ fossiel besp	0,06	5,3 PJ fossiel besp	0,4	8 PJ fossiel besp	0,6	500	30 PJ fossiel besp	2
afval/ biomassa	28 PJ fossiel besp	1,5	60 PJ fossiel besp	4,0	100 PJ fossiel besp	7	10-200	280 PJ fossiel besp	20
biobrandstoffen	aandeel 0%	0	aandeel 0%	0	aandeel 6%	1,1	100-200	aandeel 15-40%	4,3-11,5
Totaal (excl. im- port)		2,1		6,4 ³		12,5			37,6-49,0

³ Dit is exclusief het effect van het beleid dat ten tijde van de Referentieraming 'in voorbereiding' was en om die reden niet is meegenomen. Het gaat hier om het BLOW windenergieconvenant en het Kolenconvenant. Additioneel wordt van dit beleid een effect van 0,7-1,8 Mton verwacht (Menkveld et al., 2002a).

3. RUIMTELIJKE ASPECTEN

In Hoofdstuk 2 is aangegeven hoe groot de bijdrage is die duurzame energie kan leveren aan de reductie van broeikasgassen in Nederland. Dit hoofdstuk gaat in op de ruimtelijke aspecten die daarbij en rol spelen.

Om het ruimtebeslag van de verschillende duurzame energieopties te vergelijken is het ruimtebeslag per eenheid emissiereductie van PV en windenergie berekend (zie Tabel 3.1). Wind op zee laat een groter ruimtebeslag zien dan wind op land omdat windturbines op zee op grotere afstanden van elkaar worden geplaatst vanwege de hogere windsnelheden. PV laat het minste ruimtebeslag zien.

Tabel 3.1 *Ruimtebeslag verschillende duurzame energie bronnen*

	PV	wind op land	wind op zee	energie teelt
vermogen [MW _e /km ²]	100*	15	7	
bedrijfstijd [uren/jaar]	850	2300	3250	
productie [MWh/km ²]	85.000	34.500	22.750	
emissiereductie [kton/km ²]	34	14	9	2

*0,1 kW/m²

Gezien de beschikbaarheid van biomassa voor toepassingen in de elektriciteitsopwekking en transport wordt verwacht dat energieteelt noodzakelijk is. De daarvoor benodigde ruimte is een veelvoud van het ruimtebeslag van andere opties. Energieteelt op goede landbouwgrond levert maximaal 35 ton per hectare. De energie inhoud is ca. 15 MJ/kg, ofwel dat levert maximaal 500 GJ primaire brandstof per ha. In het gunstigste geval wordt dit meegestookt in een kolencentrale met een rendement van 38% en levert de op 1 ha verbouwde biomassa ca. 200 GJ elektriciteit. Met een emissiefactor van 110 kg/GJ levert dat 22 ton op. In vergelijking met PV en windenergie levert energieteelt dus ca. 2 kton/km² (1 ha is 0,01 km²).

De voor PV benodigde ruimte moet gevonden worden op daken en gevels van gebouwen. Een groot deel van dit oppervlak zal echter niet beschikbaar zijn voor PV-systemen i.v.m. oriëntatie, beschaduwing en andere gebruiksfuncties. Novem stelt dat van in de nieuwbouw en renovatie slechts 2,3 km²/jaar echt geschikt is voor de toepassing van PV panelen. Momenteel wordt PV nog niet grootschalig in de nieuwe woningbouw toegepast vanwege de hoge investeringen.

Voor windenergie op land blijkt het moeilijk geschikte locaties te vinden. In het verleden zijn 80 tot 90 % van de initiatieven gestrand en de doorlooptijd tussen de eerste plannen en realisatie van windenergieprojecten is 4 tot 7 jaar. De knelpunten bij de realisatie van windenergie op land hebben te maken met de traagheid door de grote tijdsspanne verbonden met veranderingen van streekplannen en bestemmingsplannen alsmede de ruime mogelijkheden voor bezwaarprocedures.

Mede door de problemen met windenergie op land is wind op zee een steeds belangrijker optie geworden. Uiteindelijk is ook de Noordzee niet helemaal 'vrij' voor windenergie. Ook op zee zijn er andere gebruiksfuncties, zoals scheepvaartroutes en militaire terreinen. Maar de ruimte die overblijft is voldoende voor een zeer groot potentieel aan windenergie. Uiteindelijk is het idee dat voor delen van de Noordzee door de overheid 'concessies' aan marktpartijen voor het realiseren en exploiteren van windparken worden gegeven. Als dat gebeurt voor plekken waar ook grote olievoorraden worden verwacht, dan zou in de nabije toekomst kunnen blijken dat windenergie en oliewinning concurrerende activiteiten zijn. Ook is nog niet bekend in hoeverre natuurwaarden een belemmering vormen voor de realisatie van windparken op zee. Het belang-

rijkste knelpunt voor windenergie op zee is dat met windturbines op locaties in zee die vergelijkbaar zijn met de Nederlandse off shore situatie nog helemaal geen ervaring is opgedaan.

Wat betreft biomassatoepassingen zijn de ruimtelijke aspecten voor Nederland zelf relatief gering. Uit onderzoek is gebleken dat reststromen zoals landbouwresiduen, organisch afval, houtafval en slib niet in de behoefte aan biomassa kunnen voorzien voor de productie van biobrandstoffen en de elektriciteitsopwekking. In Nederland zou ca. 76 PJ aan biomassa reststromen beschikbaar zijn bestaande uit: 18,4 PJ aan bijproducten uit de land en bosbouw (o.a. dunningshout, mest en stro) en 57,6 PJ aan afval stromen (bermgras, resthout, slib, organisch afval uit de voedingsindustrie)⁴. In het gunstigste geval worden deze reststromen meegestookt in kolencentrales, en leveren dan 3 Mton CO₂-reductie op. Voor het andere deel van het reductiepotentieel van biomassa en biobrandstoffen in 2010 (ca. 5 Mton) zullen gewassen geteeld moeten worden. Het ruimtebeslag van energieteelt zal dan minimaal 2500 km² bedragen. Dat komt overeen met 13% van het totale landbouwooppervlak van Nederland (19.500 km²). Energieteelt kan momenteel echter niet concurreren met de traditionele landbouw en het is onduidelijk of hier in de toekomst verandering in zal komen. Nederland zal dan afhankelijk zijn van de import van biomassa uit het buitenland.

Geconcludeerd kan worden dat ruimtelijke aspecten wel een belangrijke rol spelen bij de potentiële bijdrage van duurzame energie, zoals bijvoorbeeld het vinden van geschikte locaties voor windenergie op land, de relatie tussen off shore windenergie en andere gebruiksfuncties op de Noordzee en het forse ruimtebeslag van energieteelt. Daarnaast zijn er andere knelpunten bij realisatie van duurzame energie, waaronder hoge (investerings)kosten en onbekendheid met de toepassing van de technologie.

⁴ Ontleend aan cijfers R. van Ree ECN met als bronnen Novem-GAVE en EWAB Marsroute studies.

REFERENTIES

- Beeldman en Wijngaart, van den (2000): *Synergie in de aanpak van klimaatverandering en verzuring, Oplossingsrichtingen voor energie en mobiliteit in 2030*, Achtergrondrapport bij de vijfde Nationale Milieuverkenning ter voorbereiding op het Nationaal Milieubeleidsplan, ECN/RIVM, juli 2000, ECN-C--00-074.
- ECN/KEMA (2002): *kentallen kosten duurzame energie*, (interne informatie).
- Hilten, van en Gerlagh (2000): *Bedrijfseconomische en beleidsmatige evaluatie van elektriciteit- en warmteopwekking uit afval en biomassa*, Deelrapport taak 3 van het Marsroute-project, ECN, november 2000, ECN-C--00-100.
- Jeeninga, H. et al. (2002): *Effect van energie- en milieubeleid op broeikasgasemissies in de periode 1990-2000*, ECN/RIVM, maart 2002, ECN C--02-004.
- Lange, T. de (2001): *Hoofddrol voor kolencentrales in het Nederlandse duurzame energieaanbod*, Energie Markt Trends 2001.
- Lange, T. de (2000): *notitie 'Fotovoltaïsche zonne-energie' achtergrondinformatie bij de SYNERGIE studie*, ECN, 2000.
- Menkveld et al. (2002a): *Effect op CO₂-emissies van beleid in voorbereiding*, ECN/RIVM, februari 2002, ECN-C--02-003.
- Menkveld et al. (2002b): *Flexibele energie-infrastructuur in woningen*, ECN, februari 2002, ECN-C--02-014.
- Noord, M. de (2002): informatie M. de Noord, zie o.a. <http://www.ecn.nl/nwsbrf/article/0088.html>.
- Novem (1999): *Protocol Monitoring Duurzame energie*, september 1999
- Novem/Ecofys (2002): *Monitoringgegevens duurzame energie*, over 2000 en eerste helft 2001 (notitie beschikbaar via Novem site internet).
- Scheepers et al. (2000): *Warmtepompen en zonneboilers in de Stad van de Zon, Financiering en rentabiliteit*, ECN, juli 2000, ECN-C--00-070.
- Thuijl, van E. (2002): *Grootschalige toepassing van biobrandstoffen in wegvoertuigen, een transitie naar emissiearm vervoer in Nederland*, ECN, 2002, ECN-I--02-008.
- Voogt et al (2001): *Renewable energy burden sharing REBUS*, ECN, mei 2001, ECN-C--01-030.
- Ybema et al. (1999): *De bijdrage van duurzame energie in Nederland tot 2020*, ECN, september 1999, ECN-C--99-053.
- Ybema, R. en Volkers, C. (2001): *Baseline greenhouse gas emission factors for grid-connected electricity generation of countries in central and eastern Europe*. Contribution to the version 2.0 operational guidelines for setting up baseline studies under the second tender of the Dutch JI programme ERUPT, ECN, 2001.
- Ybema et al. (2002): *Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010*, ECN/RIVM, 2002, ECN-C--02-010.

BIJLAGE A FACTSHEETS PER DUURZAME ENERGIE BRON

A.1 Afval en biomassa

Stand van zaken

Afval en biomassa kunnen op verschillende wijze gebruikt worden voor het opwekken van duurzame energie. In de monitoringcijfers over 2000/2001 en in de Referentieraming wordt een driedeling gemaakt tussen:

- energieopwekking in AVI's (Afval Verbranding Installaties)
- verbranding van biomassa
- vergassing/vergisting van biomassa.

Onder verbranding van biomassa wordt zowel het verbranden van hout in openhaarden bij huishoudens als de meestook en bijstook van biomassa in kolencentrales gerekend. Ook met biomassa gestookte decentrale (WKK) eenheden worden hiertoe gerekend. Vergassing/vergisting van biomassa betreft de energieopwekking uit stortgas, vergisting van GFT afval en vergisting van slib in zuiveringsinstallaties (zowel afvalwater en rioolwater AWZI's en RWZI's). De elektriciteit en warmteproductie van AVI's wordt voor 50% als duurzaam geteld, ervan uitgaande dat de helft van de brandbare afval-input van niet-fossiele origine is. Tabel A.1 geeft een overzicht van de vermeden primaire energie door inzet van afval en biomassa voor warmte en elektriciteitsproductie in 2000 en in de Referentieraming in 2010. Voor de Referentieraming is dit exclusief het effect van het Kolenconvenant. Uit de tabel blijkt dat warmte en elektriciteitsopwekking in AVI's op dit moment nog de belangrijkste bijdrage leveren aan duurzame energieopwekking.

Tabel A.1 *De bijdrage van afval en biomassa aan duurzame energie*

Bijdrage afval en biomassa aan duurzaam in [PJ-primair] uitgespaard	2000	Referentieraming 2010
afval (AVI's)	11,6	16,8
biomassa verbranding		
openhaarden huishoudens	6,3	6,0
inzet in kolencentrales	3,1	20,9
decentrale WKK	0	5,7
biomassa vergassing/vergisting	5,5	10,4
totaal	26,5	59,8

In de nabije toekomst speelt de biomassa-inzet in kolencentrales een belangrijke rol. De inzet van biomassa in kolencentrales is voor de eigenaren van die centrales aantrekkelijk: ze kunnen gebruik maken van stimuleringsmaatregelen voor duurzame energie, een aantal biomassa en afvalstromen zijn goedkoper dan kolen en de investeringen zijn relatief beperkt. Begin 2002 is het Kolenconvenant gesloten. Doel van dit convenant is de zeven kolengestookte centrales in de periode 2008-2010 jaarlijks 6 Mton CO₂ minder te laten uitstoten. Iets meer dan de helft daarvan moet met het bijstoken van afval en biomassa bereikt worden. Het andere deel realiseren de elektriciteitsproductiebedrijven door hun deelname aan het Benchmark convenant. Als tegenprestatie geeft de overheid teruggaven van de REB voor de hoeveelheid biomassa die verstoekt wordt. En de overheid verplicht zich de komende jaren geen nieuwe emissie-eisen neer te leggen, die strenger zijn dan de Europese eisen. Tevens krijgen de producenten compensatie als de ecotax op kolen in de toekomst verhoogd zou worden.

Bij alle Nederlandse kolencentrales zijn initiatieven ontwikkeld om biomassa in te zetten (zie Tabel A.2). Meestook betekent dat de biomassa samen met de kolen (gemengd) in de bestaande

installatie wordt verbrand, hetzij direct of na een voorbehandeling (indirect). Bijstook betekent aparte verbranding.

Tabel A.2 *Overzicht van biomassa projecten bij kolencentrales*

Installatie	Productiecapaciteit [MW _e]	Inbedrijfname kolencentrale	Technisch concept	Brandstof	Capaciteit mee-/bijstook [MW _e]
Gelderland 13 (Electrabel)	602	1983	indirecte meestook	60 kton/jaar sloophout	18
Amer 8 (EPZ/Essent)	645	1981	directe meestook	75 kton/jaar papierpulp	2
Amer 9 (EPZ/Essent)	600	1994	separate vergassing	150 kton/jaar sloophout	30
Borssele 12 (EPZ/Essent)	403	1988	directe meestook	afvalhout	12
Maasvlakte 1/2 (E.ON Benelux)	2×518	1989	directe meestook	150 kton/jaar biomassapellets en 40 kton/jaar kippenmest	30
Demkolec (NUON)	253	1994	indirecte bijstook	verscheidene stromen	12
Hemweg 8 (UNA/Reliant)	630	1995	directe meestook	75 kton/jaar rioolslib	19

Ruimtelijke aspecten

In veel discussies over de grootschalige inzet van biomassa speelt de beschikbaarheid ervan voor energieopwekking een belangrijke rol. Op korte termijn is het echter onwaarschijnlijk dat er een tekort op zal treden, al zal de prijs voor biomassa geleidelijk stijgen, naarmate de goedkope, eenvoudig in te zetten fracties meer toegepast zullen worden. In Nederland zou ca. 76 PJ aan biomassa reststromen beschikbaar zijn bestaande uit: 18,4 PJ aan bijproducten uit de land en bosbouw (o.a. dunningshout, mest en stro) en 57,6 PJ aan afval stromen (bermgrass, resthout, slib, organisch afval uit de voedingsindustrie)⁵. De teelt van energiegewassen zal op korte termijn geen rol spelen in Nederland. De prijs daarvoor is (nog) te hoog en er zijn voldoende andere fracties aanwezig. Ook kan biomassa ingekocht worden op de internationale markt tegen prijzen die lager zijn dan in Nederland geteelde gewassen. In Hoofdstuk 3 is berekend wat het ruimtebeslag in het buitenland zal zijn voor door Nederland geïmporteerde biomassa

Knelpunten bij realisatie

De beschikbaarheid van biomassa vormt geen knelpunt, zeker ook omdat er eventueel kan worden ingekocht op de internationale markt. Wel kan dit leiden tot hogere kosten (zie Paragraaf *Kosten*). De belangrijkste obstakels worden gevormd door een aantal ontwikkelingen (de Lange, 2001).

Naar aanleiding van het VROM-voorstel voor nieuwe emissie-eisen is er een discussie ontstaan over de milieu- en energieprestatie van de inzet van biomassa en afval in kolencentrales. Provincies hebben als vergunningverleners hierover hun bedenkingen geuit. Aan het Kolenconvenant is als bijlage een circulaire met uniforme emissienormen voor afvalverbranders en energiecentrales toegevoegd. Deze emissie-eisen worden eind 2002 wettelijk vastgelegd als uitwerking van een Europese richtlijn. Daarmee is duidelijk waaraan installaties moeten voldoen en kunnen provincies niet langer vanwege schadelijke emissies een vergunning onthouden (Stromen 19 april 2002).

Het afvalbeleid kan leiden tot een alternatieve niet-groene brandstof die voor de eigenaren van de kolencentrales wellicht aantrekkelijker is om in te zetten. Het nieuwe Landelijk Afvalbeheerplan (LAP) formuleert een onderscheid tussen verwijdering en nuttige toepassing. Tussen brandbare afvalstromen wordt een calorische grens getrokken (11,5 MJ/kg) Al het hoogcalorische afval met een hogere stookwaarde, zoals mengsels van papier en kunststof, is bestemd voor

⁵ Ontleend aan cijfers R. van Ree ECN met als bronnen Novem-GAVE en EWAB Marsroute studies.

nuttige toepassing. Doel is dit afval mee te stoken in kolencentrales en cementovens om zo het storten af te bouwen en een bijdrage te leveren aan CO₂-reductie. Het verbranden van laagcalorisch afval, waaronder huishoudelijk afval ziet de overheid als verwijdering. Dit afval is bestemd voor verwerking in AVI's. Het verschil is belangrijk. Afvalstromen voor nuttige toepassing mogen in Europa de grens over, die voor verwijdering niet (Stromen, 25 januari 2002). Het hoogcalorisch afval wordt in toenemende mate naar het buitenland geëxporteerd. Er staan nog nagenoeg geen installaties in Nederland die hoogcalorisch afval geschikt kunnen maken voor bijstook in een kolencentrale. Investerings komen niet van de grond. Het is goedkoper het afval te exporteren naar cementovens en bruinkoolcentrales in België en Duitsland. De hoge heffing op het storten van brandbaar afval werkt juist averechts en jaagt het afval alleen maar in hoger tempo de landsgrenzen over. Prikkel zoals belastingvoordelen bij het meestoken van bepaalde afvalstromen zijn niet toereikend. Ook kiezen energiebedrijven er, ondanks de fiscale bonus van het groencertificaat (afdrachtskorting en het nihil tarief van de REB in 2002 samen goed voor 8 eurocent per kWh) uit het oogpunt van imago niet voor om de uit afval opgewekte stroom als 'groen' te verkopen.

Op langere termijn zou de acceptatie van groene elektriciteit uit kolencentrales door afnemers, mede door de beïnvloeding van de beeldvorming via campagnes van aanbieders en belangengroeperingen (milieu-organisaties), sterk kunnen afnemen.

Realiseerbaar potentieel

AVI's vormen momenteel de belangrijkste bestemming van huisvuil. De meeste AVI's hebben forse investeringen met zich mee gebracht en zijn slechts kort geleden neergezet. Grote uitbreidingen of vervangingsinvestering worden dan ook niet voorzien. Wel kan de elektriciteitsproductie worden verhoogd door verbetering van de efficiency (huidige rendement is 23%, wat beduidend lager is dan het rendement van kolencentrales, ca. 40%) en de warmteproductie door de aanleg van warmtenetten. De bijdrage van AVI's aan duurzame energie is in de Referentieraming in 2010 iets hoger dan nu.

In de Referentieraming is uitgegaan van 10% bijstook in alle kolencentrales, dat betekent een vermogen van 420 MW_e en met een bedrijfstijd van 6500 uur een productie van 2,7 TWh. Deze bijstook van biomassa is de belangrijkste reden van de toename van de bijdrage van afval/biomassa aan duurzame energie in 2010 in de Referentieraming t.o.v. 2000.

In de Referentieraming in 2010 staat er 150 MW_e aan decentrale biomassa verbranding met een productie van 0,8 TWh. Ook de productie van warmte en elektriciteit door vergassing/vergisting van biomassa nemen toe in de Referentieraming.

In het kader van de EWAB Marsroutes heeft ECN een bedrijfseconomische en beleidsmatige evaluatie gemaakt van elektriciteit en warmte opwekking uit afval en biomassa. Daarbij zijn keuzes gemaakt tussen combinaties van biomassastromen en conversietechnologie in de tijd (rekening houdend met bestaande plannen en projecten) die kunnen voldoen aan de doelstelling 10% duurzaam in 2020 (5% in 2010) en een bijdrage van afval/biomassa van 44% daarin. Daarvoor is aan uitgespaarde fossiele brandstoffen door afval/biomassa ca 100 PJ in 2010 nodig en ca. 190 PJ in 2020. De doelstelling in 2020 bleek haalbaar, maar alleen bij voldoende beschikbaarheid van biomassa. Bij het wegvallen van de urgentie van klimaatbeleid of regulering van de afval en landbouwsector op Europees niveau wordt de doelstelling bij lange na niet gehaald. De binnenlandse beschikbaarheid van afval en biomassa stromen is niet voldoende, zodat daarnaast import van biomassa noodzakelijk zal zijn biomassa (van Hilten en Gerlagh, 2000).

In de Referentieraming wordt bijna 60 PJ fossiele brandstof uitgespaard door de inzet van afval (duurzame fractie) en biomassa. Op basis van de 'marsroutes' is het realiseerbaar potentieel voor afval en biomassa samen gesteld op 100 PJ uitgespaarde brandstof in 2010 en 280 PJ in

2030 (van Hilten en Gerlagh, 2000). Dat betekent een reductiepotentieel voor 2010 in de orde grootte van 7 Mton en voor 2030 van 20 Mton.

Kosten

Bij de kosten voor afval/biomassa moet onderscheid gemaakt worden tussen meestook en bijstook in kolencentrales en aparte biomassacentrales. In het geval van bij en meestook is alleen de meerinvestering gerekend en is ervan uitgegaan dat de kosten van biomassa gelijk zijn aan die van kolen. Als biomassa goedkoper is dan kolen dan worden de reductiekosten van meestook negatief. De onderhoudskosten van kolencentrales nemen door mee en bijstook van biomassa iets toe, maar dat is hier buiten beschouwing gelaten. Bij aparte biomassacentrales is er een groot verschil in de kosten van grootschalige en kleinschalige centrales, zowel in de investeringen als in de brandstofprijzen (11 respectievelijk 45 euro per ton). De reductiekosten van afval zijn niet berekend. Verwacht mag worden dat de reductiekosten zeer laag zijn, omdat de kosten van de afvalinput negatief zijn.

Voor biomassa geeft Tabel A3 een overzicht van de huidige kosten. Wat betreft de investeringskosten worden geen grote dalingen verwacht. Belangrijker is dat als biomassa op grote schaal wordt toegepast en in 2010 uit het buitenland moet worden geïmporteerd wat dan de prijs voor de biomassa zal zijn. Verwacht wordt dat de prijzen voor biomassa flink zullen stijgen. In plaats van 0 tot 3 euro per GJ voor de nu gebruikte reststromen, wordt voor import van biomassa gedacht aan 3 tot 6 euro per GJ. Dan gaan de reductiekosten van meestook ook naar de 50 à 100 euro per ton. De reductiekosten zijn zeer gevoelig voor de kosten van de input van biomassa.

Tabel A.3 *Reductiekosten van inzet biomassa in elektriciteitsopwekking*

	meestook	bijstook	grootschalig	kleinschalig
investering ⁶ [gld/kW]	750	3500	6000	11000
investering [euro/kW]	340	1588	2723	4992
levensduur [jaren]	20	20	20	20
rentevoet [%]	5	5	5	5
annuïteit [euro/kW.jaar]	27	127	218	401
O&M [euro/kW.jaar]	0	0	113	153
bedrijfstijd [h]	6750	6250	6750	6750
brandstofkosten [gld/ton]	0	0	25	100
energie-inhoud [MJ/kg]			15	15
rendement [%]			28	25
brandstofkosten [euro/kW]	0	0	66	294
kostprijs [euro/kWh]	0,00	0,02	0,06	0,13
opbrengst [euro/kWh]			0,04	0,04
netto [euro/kWh]	0,00	0,02	0,02	0,09
emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	0,396	0,396	0,396	0,396
reductiekosten [euro/ton CO ₂]	10	51	48	216

⁶ ECN/KEMA, 2002

A.2 Biobrandstoffen

Stand van zaken

Biobrandstoffen worden geproduceerd uit biomassa (reststromen uit land of bosbouw of geteelde biomassa). De belangrijkste vloeibare biobrandstoffen, die kunnen dienen als substituuat voor benzine, zijn: ethanol, methanol en FT benzine. En als substituuat voor diesel: biodiesel, FT-diesel, HTU diesel, DME en pyrolyse olie diesel (Van Thuijl, 2002).

Er zijn verschillende mogelijkheden om biobrandstoffen te produceren. Methanol, DME en Fischer-Tropsch olie zijn eindproducten die gemaakt kunnen worden na vergassing van biomassa (onder invloed van hoge temperaturen (ca. 900 °C) en een ondermaat aan zuurstof). DME (dimethylether) lijkt qua eigenschappen op LPG. Fischer-Tropsch olie is erg schoon en kan eenvoudig omgezet worden naar benzine of diesel.

Bij HTU (Hydro Thermal Upgrading) vindt ontbinding van biomassa plaats in een waterige substantie bij hoge druk en relatief lage temperatuur. Hierbij ontstaat o.a. 'biocrude' (lijkt op ruwe olie) dat kan worden opgewerkt tot transportbrandstof (diesel).

Bij pyrolyse van biomassa vindt conversie plaats door verhitting (300-600 °C) zonder toevoeging van zuurstof, waarbij pyrolyse-olie gevormd wordt

Bio-ethanol is het eindproduct van fermentatie, waarbij biomassa bij lage temperatuur en druk wordt omgezet door middel van bacteriën of enzymen. Suikers vormen de grondstof voor dit proces. Suikerhoudende gewassen (zoals suikerbiet, suikerriet) kunnen direct worden geconverteerd. Andere biomassasoorten, zoals hout, moeten eerst omgezet worden in suikers. De suikers worden door middel van fermentatie omgezet in ethanol.

Door mechanisch persen of door extractie met een oplosmiddel kan uit zaden en vruchten (zoals koolzaad, zonnebloempitten) plantaardige olie worden verkregen. Niet alleen zaden en vruchten kunnen als grondstof dienen, maar ook afvaloliën en -vetten. De geproduceerde olie heeft een te hoge viscositeit en moet eerst worden veresterd. De biodiesel (methylesters) die zo ontstaat kan als brandstof dienen in een dieselmotor.

Alleen de productietechnieken van ethanol op basis van voedselgewassen, zoals graan en suikerbieten, en van biodiesel (RME) zijn reeds commercieel beschikbaar. Wanneer men rekening houdt met de tijd die nodig is voor het ontwerpen, goedkeuren en bouwen van een conversie-installatie (minimaal vijf à zes jaar), zullen ethanol uit voedselgewassen en biodiesel waarschijnlijk de belangrijkste biobrandstoffen blijven tot 2010. Voor de meeste 'nieuwe' biobrandstoffen zal commerciële toepassing pas na 2010 plaatsvinden.

De Europese Commissie heeft in juni 2001 twee ontwerprichtlijnen uitgevaardigd ter stimulering van het gebruik van biobrandstoffen in transport. De eerste ontwerprichtlijn verplicht de lidstaten voor de periode 2005-2010 om een minimum percentage aan biobrandstoffen te garanderen in de nationale verkoop van transportbrandstoffen. Voor 2005 is dit 2% en dit loopt jaarlijks op met 0,75% tot 5,75% in 2010. De tweede ontwerprichtlijn geeft lidstaten de mogelijkheid hun heffingenstelsel voor transportbrandstoffen aan te passen ten gunste van biobrandstoffen, zodat een lagere of zelfs een vrijstelling van heffing op biobrandstoffen mogelijk wordt. Halverwege 2002 is de tweede ontwerprichtlijn aangenomen, maar bestaat er tussen de EU en de lidstaten nog onenigheid over de hardheid van afspraken over het aandeel biobrandstoffen (de eerste ontwerprichtlijn).

Ruimtelijke aspecten

De ruimtelijke aspecten hebben te maken met de beschikbaarheid van biomassa en het ruimtebeslag van energieteelt. Zie voorgaande paragraaf 'afval en biomassa'.

Knelpunten bij realisatie

De meeste conversietechnieken om biobrandstoffen te maken zijn nog in ontwikkeling. Welk aandeel van biobrandstoffen maximaal verwacht kan worden op lange termijn is niet alleen afhankelijk van de inspanning van actoren, maar ook van factoren zoals de aanvoer van biomassa (import), de ontwikkeling van de internationale biomassamarkt, de concurrentie van biobrandstoffen met andere biomassatoepassingen, regelgeving, de ontwikkeling van de conversietechnologie, het belang van biobrandstoffen voor de markt voor oliemaatschappijen (de vraag naar groene brandstoffen), de emissiereductie die gehaald kan worden met conventionele motoren, de concurrentie van andere alternatieve brandstoffen (zoals aardgas) en de kostprijs van biobrandstoffen (Van Thuijl, 2002).

Realiseerbaar potentieel

Er zijn verschillende meningen over of biobrandstoffen op grote schaal toegepast zullen worden, op welke termijn dit zal gebeuren en welk aandeel in de markt als grootschalig beschouwd kan worden. Sommige vinden dat een aandeel van 6 tot 10% (vergelijkbaar met LPG nu) als grootschalig gezien kan worden, omdat het om enorme hoeveelheden brandstof gaat, andere spreken over grootschalig bij 20 tot 50%. Dergelijke percentages zullen echter niet haalbaar zijn vóór 2030, vanwege de lange levensduur van installaties, infrastructuur en voertuigen en de grote investeringen die gedaan moeten worden. Wellicht worden zulke grote aandelen dan nog steeds niet gehaald. Hiervoor is een grote inspanning nodig van alle betrokken partijen, zoals overheden en marktpartijen. Dit geldt ook voor de korte termijn. Er zal een forse inspanning nodig zijn om conform de EU ontwerprichtlijn een aandeel van 6% in 2010 te realiseren. Als dat haalbaar is, lijkt een aandeel van 20% in 2030 ook haalbaar en een aandeel van 50% ambitieus (Van Thuijl, 2002).

De relatieve CO₂-emissie over de gehele productieketen (from 'well to wheel') vergeleken met benzine en diesel is voor ethanol uit graan 28% en voor biodiesel 64%. Een aandeel biobrandstoffen van 6% in 2010 leidt uitgaande van de CO₂-emissie van de transportsector uit de Referentieraming in 2010 van ca. 34 Mton tot een reductie in de orde grootte van 1 Mton. Na 2010 mag ook van 'nieuwe' biobrandstoffen een bijdrage worden verwacht, die vergeleken met benzine en diesel een relatieve CO₂-emissie hebben tussen de 10 en 40%. Een aandeel van 15% in 2030, leidt uitgaande van *dezelfde energievraag in de transportsector als in 2010* tot een emissiereductie in de orde grootte van 4 Mton, een aandeel van 40% in 2030 tot ca. 11 Mton.

Kosten

In het kader van het GAVE programma heeft Arthur D. Little een analyse gemaakt van verschillende routes om biobrandstoffen te maken. Zij geven kostencijfers voor ethanol: 20 tot 60 euro/ton, afhankelijk van de productietechnologie. Het gaat hier echter om nieuwe biobrandstoffen, die naar verwachting pas na 2010 beschikbaar zijn. Over ethanol op basis van voedselgewassen schrijft Arthur D. Little dat het onwaarschijnlijk is dat grootschalige productie van ethanol op basis van suikerhoudende biomassa zal plaats vinden omdat dit op langere termijn economisch onverantwoord is. Daaruit kan de conclusie worden getrokken dat de kosten in ieder geval flink hoger zijn dan 60 euro/ton. In deze studie is daarom een ruime marge van 100 tot 200 euro per ton aangenomen voor het potentieel tot 2010.

A.3 PV

Stand van zaken

In 2000 stond er 12 MW_e aan opgesteld PV vermogen, in de tweede helft van 2001 was dat gegroeid naar 15 MW_e.

Ruimtelijke aspecten

Het potentieel voor PV wordt niet zo zeer bepaald door het beschikbare dak en geveloppervlak in Nederland. 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 schat het potentieel op 33 km²/jaar. Een groot deel van dit oppervlak zal echter niet beschikbaar zijn voor PV-systemen i.v.m. oriëntatie, beschaduwing en andere gebruiksfuncties. Novem stelt dat slechts 2,3 km²/jaar echt geschikt is voor de toepassing van PV panelen. Op basis van het beschikbare oppervlak en rekening houdend met een toenemend rendement van PV systemen zou in 2010 dan 3500 MW_e mogelijk zijn. Dit potentieel op basis van het beschikbare dakoppervlak blijkt tot 2005 veel groter dan dat wat op basis van de toenemende wereldproductiecapaciteit van PV gerealiseerd kan worden. Het is onwaarschijnlijk dat de gehele wereldproductie ten behoeve van Nederland gebruikt zal worden (Ybema et al., 1999).

Knelpunten bij realisatie

De belangrijkste vraag bij de ontwikkeling van PV is of het mogelijk zal zijn een markt te ontwikkelen die de komende 10 tot 20 jaar voldoende sterk blijft groeien om zo via schaal en leer-effecten de prijs naar een substantieel lager niveau te brengen.

Realiseerbaar potentieel

De Nederlandse markt voor PV groeide van 1989 tot 1997 met gemiddeld 20%. De gemiddelde groei in de periode 1997-2000 was hoger, gemiddeld 40%. Omdat de markt zich in de eerste fase van ontwikkeling bevindt is het niet aannemelijk dat die hoge groeipercentages vastgehouden kunnen worden. Grote fluctuaties in de groei van de markt en over de lange termijn genomen langzaam teruglopende groeicijfers vormen een belangrijk kenmerk van een nieuwe markt. Dit wordt ook geïllustreerd door de gemiddelde groei van allerlei apparaten uit de consumenten elektronica. Een groeipercentage van gemiddeld 15% lijkt daarom realistisch voor de termijn tot 2030 (de Lange, 2000). Uitgaande van een groeipercentage van 15% is het realiseerbaar potentieel in 2030 op ca. 1000 MW_e geschat.

Het in de SYNERGIE studie ingeschatte maximale potentieel van 10.000 MW_e PV in 2030 gaat uit van benutting van de totale beschikbare oppervlakte en houdt geen rekening met een realistisch groei van de PV markt (Beeldman en van den Wijngaart, 2000).

Voor de Referentieraming is een schatting van Wim Sinke van ECN dat in 2005 100 MW_e PV vermogen zal zijn gerealiseerd als maximale schatting gebruikt en verdubbeld voor 2010. In de Referentieraming is die schatting iets naar beneden bijgesteld en wordt uitgegaan van 172 MW_e gerealiseerd PV vermogen. Voor 2010 is het realiseerbaar potentieel gelijk aan de hoge schatting, 200 MW_p.

Kosten

Op dit moment worden PV projecten gerealiseerd voor minimaal 10 gulden per Wp, 10.000 gulden per kWp. Uitgaande van die investering, en de CO₂-emissiefactor voor elektriciteit in 2010 zoals in deze studie gebruikt, resulteert dat in een reductieprijs van 1200 euro per ton (zie Tabel A.4) De prijzen van PV zullen door schaal en leer effecten dalen. Stel dat een halvering in 2010 t.o.v. de huidige prijzen mogelijk is. Ook op basis van leercurves is door ECN eerder geschat dat de investering in PV in 2010 ca. 5000 gulden per kWp zal bedragen (Ybema et al., 1999). Dan ligt de reductieprijs rond de 600 euro/ton CO₂.

Tabel A.3 *Reductiekosten van PV*

	PV
investering [gld/kW]	10000
investering [euro/kW]	4538
levensduur [jaren]	15
rentevoet [%]	5
annuïteit [euro/kW.jaar]	437
O&M[euro/kW.jaar]	23
bedrijfstijd[h]	850
produktie [kWh/kW]	850
kostprijs [euro/kWh]	0,54
opbrengst [euro/kWh]	0,04
netto [euro/kWh]	0,50
emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	0,396
reductieprijs [euro/ton]	1267
investering 2010 [gld/kW]	5000
reductieprijs 2010 [euro/ton CO ₂]	633

A.4 Windenergie

Bij de toepassing van windenergie maken we onderscheid tussen wind op land en wind op zee (offshore).

A.4.1 Wind op land

Stand van zaken

In 2000 stond er 442 MW_e opgesteld windvermogen (op land), halverwege 2001 was dat gegroeid naar 463 MW_e. De doelstelling was 1000 MW in 2000. In 2001 is het BLOW windenergieconvenant gesloten dat afspraken omvat tussen provincies en het Rijk over de realisatie van 1500 MW in 2010. Het convenant is door verschillende Ministeries, het IPO en de VNG ondertekend. De taakstelling van 1500 MW is verdeeld over alle provincies.

Ruimtelijke aspecten

De realisatie van windturbines op land blijft tot nu toe achter bij de doelstelling. Enerzijds is het problematisch gebleken locaties beschikbaar te krijgen, anderzijds is er sprake van langlopende en complexe procedures waardoor het uitstel leidt tot afstel van projecten. Provincies en gemeenten spelen een cruciale rol in de ruimtelijke inrichting, ook in het creëren van ruimte voor windenergie. In het verleden hebben vooral energiebedrijven het initiatief genomen windenergieprojecten te realiseren, lokale overheden namen een afwachtende houding aan. Met het BLOW convenant wordt nu meer initiatief van lokale overheden verwacht om te zoeken naar geschikt locaties. In het Energierapport 2002 heeft EZ aangekondigd te gaan zoeken naar mogelijkheden om de procedures te vereenvoudigen en te verkorten.

Knelpunten bij realisatie

Voor de Referentieraming heeft ECN een groot aantal betrokkenen bij windenergieprojecten gesproken. Alle geïnterviewden bevestigen dat het investeren in windenergie financieel heel aantrekkelijk kan zijn. Echter moet het dan wel lukken de windenergieprojecten te realiseren. Uit de interviews blijkt verder dat in het verleden 80 tot 90 % van de initiatieven zijn gestrand. Een doorlooptijd van 4 tot 7 jaar wordt genoemd tussen eerste plannen en realisatie van windenergieprojecten. De knelpunten bij de realisatie van windenergie op land hebben te maken met de traagheid door de grote tijdsspanne verbonden met veranderingen van streekplannen en bestemmingsplannen alsmede de ruime mogelijkheden voor bezwaarprocedures. Het Energierapport 1999 meldt dat het aanbod van windenergie op landlocaties de komende tien jaar zou kun-

nen verviervoudigen als de vergunningsprocedures worden versneld, de bewijslast inzake strijdigheid met bestemmingsplannen wordt omgekeerd en gemeenten zelf actiever locaties voor windturbines zoeken en aanwijzen.

Realiseerbaar potentieel

Voor de inschatting van de bijdrage van windenergie in de Referentieraming is gebruik gemaakt van een inventarisatie van huidige plannen voor duurzame energie en het stadium waarin deze zich bevinden. Op basis hiervan is de doorlooptijd van deze plannen ingeschat en zijn inschattingen gemaakt van de slaagkans van realisatie voor of in 2005 van deze plannen. Om uit te zoeken welke plannen in de 'pipeline' zitten is er gebeld met een aantal belangrijke energiebedrijven, alle provincies en een aantal gemeentes met een relatief groot potentieel voor duurzame energie. Optellen van het totale vermogen van de *geplande projecten* levert bijna 800 MW projecten in de 'pipeline'. Een belangrijk deel hiervan wordt gevormd door grotere windenergie-projecten.

In de afgelopen jaren is er gemiddeld ook zo'n 40 MW_e additioneel vermogen per jaar gerealiseerd. Ten opzichte van het recente verleden zijn er een aantal verschillen, waardoor in de Referentieraming een versnelling van het bouwtempo wordt voorzien naar 60 MW_e per jaar:

- De plannen betreffen nu veelal grotere projecten.
- Investeren in windenergie is financieel nog aantrekkelijker geworden.
- De push van ontwikkelaars om plannen te realiseren is toegenomen o.a. door het vrijkomen van de markt voor duurzame stroom.
- Doordat turbines gemiddeld groter zijn geworden is windenergie ook een optie voor binnenlandlocaties (potentieel vergrotend).
- Er wordt gewerkt aan het wegnemen van bestuurlijke knelpunten.

Uitgaande van een plaatsingstempo van 60 MW_e per jaar wordt in de Referentieraming in 2010 ca. 1050 MW_e wind op land gerealiseerd.

De Stichting Natuur en Milieu heeft in haar publicatie 'Frisse wind' een bottum up inventarisatie gemaakt van geschikte locaties voor windenergie in alle provincies en komt dan tot een potentieel van 2110-2260 MW_e in 2010. Dat lijkt zeer moeilijk realiseerbaar, omdat het tempo van implementatie dan wel erg veel omhoog moet. Uitgaande van een soepel vergunningentraject en een hoge slaagkans van de meeste initiatieven lijkt 1500 MW_e in 2010 een maximaal realiseerbaar potentieel (plaatsingstempo 100 MW_e per jaar). Voor de lange termijn geeft de potentieel-schatting van de Stichting Natuur en Milieu wel een aardig beeld van voor wind op land geschikte locaties. Op basis van hun inventarisatie is als realiseerbaar potentieel voor 2030 uitgegaan van 2500 MW_e.

Kosten

De kosten voor CO₂-reductie door windenergie op land zijn bedragen op dit moment rond de 50 euro per ton en voor 2010 rond de 30 euro per ton CO₂ (zie Tabel A.5).

Tabel A.4 *Reductiekosten wind op land*

	wind op land
investering ⁷ [gld/kW]	2450
investering [euro/kW]	1112
levensduur [jaren]	15
rentevoet [%]	5
annuïteit [euro/kW.jaar]	107
O&M [euro/kW.jaar]	31
bedrijfstijd [h]	2300
productie [kWh/kW]	2300
kostprijs [euro/kWh]	0,06
opbrengst* [euro/kWh]	0,04
netto [euro/kWh]	0,02
emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	0,396
reductieprijs [euro/ton CO ₂]	51
investering 2010 [gld/kW]	2000
reductieprijs 2010 [euro/ton CO ₂]	29

*Gemiddelde commodityprijs elektriciteit 2001

A.4.2 Wind op zee

Stand van zaken

In de vijfde nota Ruimtelijke ordening is een doelstelling voor windenergie op zee geformuleerd 6000 MW in 2020. De bedoeling is dat er één demonstratiepark, het Near Shore Windpark (NSW), dichtbij de kust (d.w.z. binnen de 12 mijlszone) komt. Hiervoor is de overheid initiatiefnemer en via openbare aanbesteding is bepaald dat NoordzeeWind, een samenwerkingsverband van Shell en Nuon, het park mag bouwen. Het windpark wordt ruim 10 kilometer uit de kust van Egmond aan Zee gebouwd. NoordzeeWind zal 36 windturbines op zee plaatsen, elk met een vermogen van 2,75 MW. Terwijl de procedure rond het demonstratiepark nog liep, heeft het bedrijf E-connection verschillende aanvragen gedaan om windturbineparken buiten de 12 mijlszone te bouwen. De vergunningsaanvraag voor één park is gehonoreerd. Het park van 100 MW ligt in blok Q7 op ongeveer 23 kilometer uit de kust, dus net buiten de 12-mijls zone. Ook mogen er windmolens bij de IJmond en de Maasvlakte worden gebouwd, zolang dit binnen de gemeentegrenzen ofwel binnen 1 km vanaf het strand gebeurt. Het grootste deel van de 6000 MW zal offshore, buiten de 12 mijlszone gerealiseerd worden. Voor de offshore windenergie zijn er in de Vijfde Nota Ruimtelijke Ordening voorkeursgebieden aangewezen. Er wordt een concessiestelsel ontwikkeld om binnen de voorkeursgebieden een vergunning te krijgen.

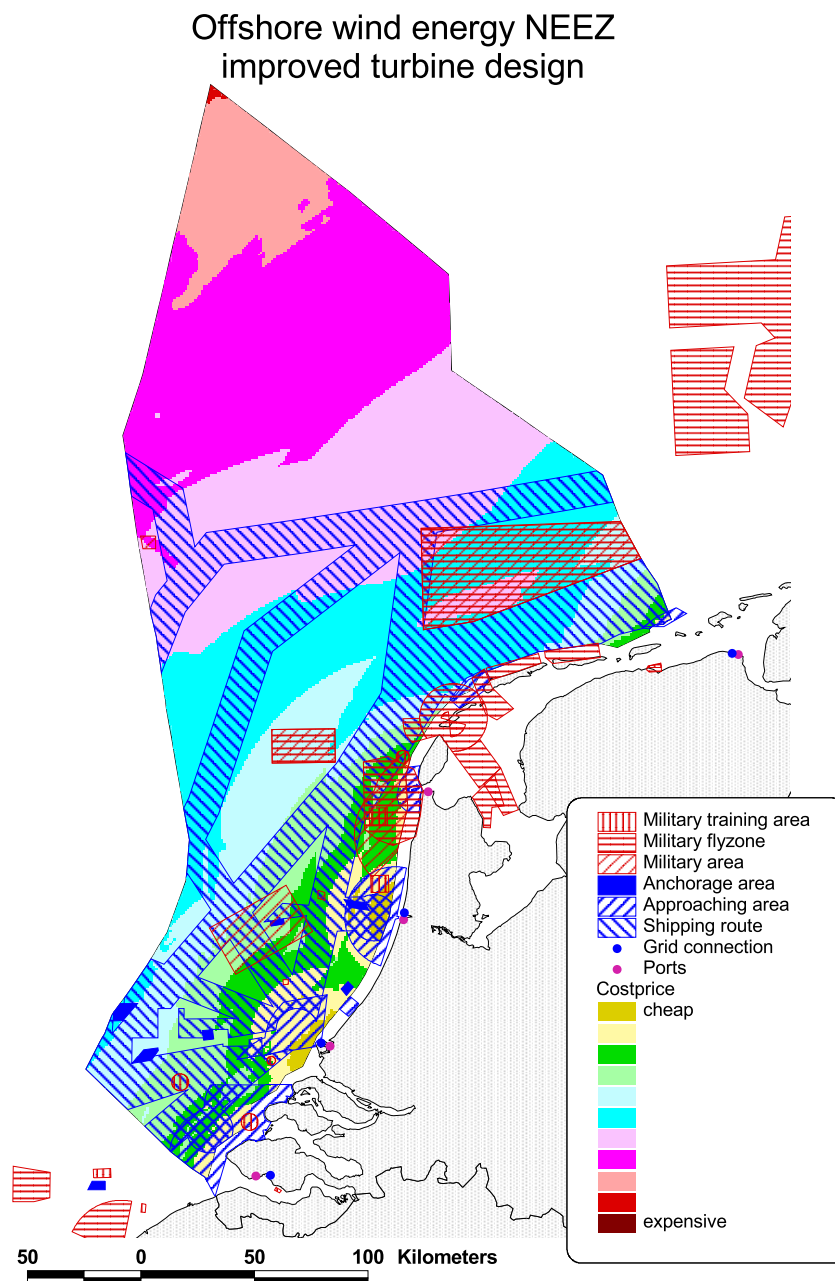
Met windturbines op locaties in zee die vergelijkbaar zijn met de Nederlandse off shore situatie is nog helemaal geen ervaring. Ten opzichte van de toepassing door Scandinavische landen kent de Noordzee hogere windsnelheden en grotere zeedieptes, waardoor hogere eisen worden gesteld aan de constructie. Verder is daar vaak sprake van kortere afstanden tot de kust. Dat is niet alleen gunstig voor de investeringskosten, maar ook voor de bereikbaarheid van turbines voor onderhoud.

Ruimtelijke aspecten

Uiteindelijk is ook de Noordzee niet helemaal ‘vrij’ voor windenergie. Ook op zee zijn er andere gebruiksfuncties, zoals scheepvaartroutes en militaire oefenterreinen en de ingang van havens. Figuur 1 laat dat zien voor de Exclusieve Economische Zone. De EEZ is het Nederlandse gedeelte buiten de 12 mijlszone waar Nederland exclusieve rechten bezit boven die van andere staten. Het Nederlandse deel van de Noordzee is ruim 56.000 km² groot (inclusief de 12 mijlszone!). Als daarvan de oppervlakte voor militaire terreinen en scheepvaartroutes wordt afge-

⁷ ECN/KEMA, 2002.

trokken, dan blijft daar ruim 31.000 km² van over. Het binnen dat gebied te plaatsen potentieel is ca. 150 GW. Daarbij is uitgegaan van 5 MW/km². Ook voor de toekomst blijft die dichtheid een gegeven, want als de turbines nog groter worden, zullen ze verder van elkaar worden geplaatst. Visserij is een activiteit die in principe op de hele zee plaats kan vinden. Rond oliepijpleidingen en olieboorplatforms geldt een 'no go' zone van 500 meter. Aangezien de windturbines op 800 tot 1000 meter van elkaar worden geplaatst, is ervan uitgegaan dat oliewinning geen beperking oplegt aan het windpotentieel. Uiteindelijk is het idee dat voor delen van de Noordzee door de overheid 'concessies' aan marktpartijen voor het realiseren en exploiteren van windparken worden gegeven. Als dat gebeurt voor plekken waar ook grote olievoorraden worden verwacht, dan zou in de nabije toekomst kunnen blijken dat windenergie en oliewinning concurrerende activiteiten zijn. In figuur 1 en het genoemde potentieel van 150 GW is geen rekening gehouden met natuurwaarden. De in de Vijfde Nota Ruimtelijke ordening aangegeven voorkeursgebieden beslaan ruim 10.000 km², maar worden ook doorkruist door vaarroutes. Als die gebieden worden uitgesloten blijft nog ca. 6.500 km² over (de Noord, 2002).



Figuur A.4 Offshore windenergie en andere gebruiksfuncties op de Noordzee (de Noord, 2002)

Knelpunten bij realisatie

Op basis van analyses zoals in Figuur A.1 kan geconcludeerd worden dat windenergie op zee een belangrijke bijdrage kan leveren aan de productie van groene stroom. De beschikbare ruimte is geen restrictie. De slaagkans van de eerste projecten is onder andere afhankelijk van de vergunningverlening door de overheden en de grootte van de subsidie die aan de investeerders zal worden verstrekt. Natuur- en milieuorganisaties blijven zich verzetten tegen het NSW en vinden dat alleen buiten de 12 mijlszone windenergieprojecten gerealiseerd zouden mogen worden. Het verzet tegen het NSW zorgt voor vertraging in de vergunningsprocedures. Tevens is van belang dat er nog geen ervaring is met windturbines op locaties in zee die vergelijkbaar zijn met de Nederlandse off shore situatie. Toepassing van windturbines op zee door Scandinavische landen vindt plaats in zeeën met een geringere diepte en lagere windsnelheden. De grotere dieptes en hogere windsnelheden betekenen in de Nederlandse situatie een grotere belasting van de constructie.

Realiseerbaar potentieel

Het realiseerbaar potentieel wordt bepaald door het plaatsingstempo van windturbines op zee. In de Referentieraming is het gerealiseerd vermogen in 2010 500 MW_e. Uitgangspunt was dat via particuliere initiatieven en een openbare aanbesteding van de overheid voor 2005 1 of 2 (near-shore) parken gerealiseerd worden met een totaal vermogen van ca. 200 MW_e. De potentieel-schatting voor 2010 is gebaseerd op een vergelijkbaar groeitempo in de periode 2005-2010 t.o.v. 2000-2005. Dat is een voorzichtige schatting. Door betrokken partijen wordt het doel uit de Vijfde Nota Ruimtelijke Ordening van 6000 MW_e in 2020 en 3000 MW_e in 2012 als haalbaar gezien. Dat zou betekenen dat in 2010 al 2000 MW_e gerealiseerd kan zijn.

Ook voor de termijn van 2030 wordt het potentieel bepaald door snelheid waarmee nieuwe windparken kunnen worden gerealiseerd. Als wordt verondersteld dat het installatietempo toeneemt van 100 MW per jaar op korte termijn tot 1000 MW per jaar in 2030 dan komt het totale vermogen op 10-15 GW in 2030. Dit potentieel wordt zowel in de SYNERGIE studie als in de LREM studie zo genoemd.

Kosten

De kosten voor CO₂-reductie door offshore windenergie bedragen op dit moment rond de 80 euro per ton, maar zullen in 2010 gedaald zijn richting de 50 euro per ton. Op dit moment worden de investeringskosten voor offshore windenergie projecten geschat op 4000 gulden per kW. De prijzen van offshore windenergie zullen door schaal en leer effecten dalen. Op basis van leercurves is door ECN eerder geschat dat de investering in offshore windenergie in 2010 ca. 3000 gulden per kW zal bedragen (Ybema et al., 1999).

Tabel A.4 *Reductiekosten wind op zee*

	offshore wind
investering [gld/kW]	4000
investering [euro/kW]	1815
levensduur [jaren]	15
rentevoet [%]	5
annuïteit [euro/kW.jaar]	175
O&M [euro/kW.jaar]	59
bedrijfstijd [h]	3250
produktie [kWh/kW]	3250
kostprijs [euro/kWh]	0,07
opbrengst [euro/kWh]	0,04
netto [euro/kWh]	0,03
emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	0,396
reductieprijs [euro/ton]	81
investering 2010 [gld/kW]	3000
reductieprijs 2010 [euro/ton CO ₂]	47

A.5 Warmtepompen en warmte/koude opslag

Stand van zaken

Eind juni 2001 stond er 217 MWth opgesteld vermogen aan warmtepompen. Dat is woningbouw en Utiliteitsbouw samen. In de woningbouw is het aantal individuele warmtepompsystemen voor ruimteverwarming relatief beperkt, waarschijnlijk minder dan 100. Ook het thermisch vermogen is zeer klein en ligt ergens rond de 5 GJ_{th}. Dit geeft een totaal vermogen van 0,5 MWth. Ook zijn er een aantal projecten waar een collectief verwarmingssysteem op basis van een warmtepomp is geïnstalleerd, zoals in Lent en Den Haag (Weerselostraat). In totaal zal er waarschijnlijk tussen de 0,5 en 5 MWth aan warmtepompvermogen in de woningbouw voor ruimteverwarming geïnstalleerd zijn. Ook zijn warmtepompboilers voor tapwater in de woningbouw toegepast. Geschat wordt dat er 0,5 tot 1,5 MWth aan dit soort warmtepompen staat. Het grootste deel van het warmtepompvermogen staat momenteel dus in de Utiliteit. In 2000/2001 wordt jaarlijks 0,67 PJ primair door warmtepompen bespaard. De referentieraming gaat uit van 3,1 PJ primair in 2010. In de Referentieraming staan er in 2010 12.000 warmtepompsystemen in de woningbouw (combi, voor ruimteverwarming en warm tapwater) en 150.000 elektrische warmtepompboilers.

Ruimtelijke aspecten

Warmtepompen benutten omgevingswarmte. Dat gebeurt via warmtewisselaars. De warmtebron is de buitenlucht (in het geval van warmtepompboilers), of warmte uit de bodem of oppervlakte water (in het geval van warmtepompen voor ruimteverwarming of koeling). Er bestaan verticale bodemwarmtewisselaars, waarvoor in de diepte wordt geboord naar watervoerende lagen in de bodem. Er bestaan ook horizontale bodemwarmtewisselaars, deze kunnen alleen worden toegepast als daarvoor in een woonwijk voldoende ruimte beschikbaar is, bijvoorbeeld bij de bouw van een flat of appartementengebouw.

Knelpunten bij realisatie

Bij de toepassing van warmtepompen speelt systeemintegratie een belangrijke rol. Warmtepompen halen alleen een hoog rendement als een lage temperatuurverwarmingssysteem wordt toegepast. Tevens heeft een warmtepomp een warmtebron nodig (met een relatief constante temperatuur): via een warmtewisselaar kan warmte uit de bodem of uit oppervlakte water worden benut. Een warmtepompboiler heeft voldoende aan de uitgaande ventilatielucht van een gebalanceerd ventilatiesysteem in een woning. Dit is niet mogelijk in de nieuwbouw als reeds warmte-terugwinning wordt toegepast. De EWP-boiler vervangt de grote elektrische boiler in de be-

staande bouw wat economisch zeer rendabel is. Die systeemintegratie is in de afgelopen jaren onderschat en zorgt ervoor dat de installatiebranche terughoudend is in de toepassing ervan (analoog aan de HR-ketel: introductie van een onbekende complexe techniek). VNI-UNETO heeft recentelijk aangegeven cursussen te gaan ontwikkelen. Voor de bestaande bouw zijn de kosten voor de aanleg van een warmtebron hoog. Voor de nieuwbouw geldt ook dit kostenaspect, maar zou een elektrische warmtepomp als optie meer in beeld komen bij een lagere EPC. De warmtepomp heeft daarbij wel concurrentie van alternatieven als een zonnegascombi.

In de Utiliteitsbouw worden warmtepompen toegepast in combinatie met warmte/koude opslag in de bodem. De warmtepomp wordt in de winter gebruikt voor ruimte verwarming en in de zomer voor koeling. Deze techniek wordt met succes toegepast en is economisch rendabel als een gebouw jaarlijks meer dan 300 MWh koelvraag heeft. Voor het realiseerbaar potentieel is in de overzichtstabel voor warmtepompen en opslag samen één potentieel aangegeven.

Realiseerbaar potentieel

De referentieraming gaat uit van 3,1 PJ primair uitgespaarde fossiele brandstof door warmtepompen en 2,2 PJ primair door warmte/koude opslag. In de Referentieraming staan er 12.000 warmtepompsystemen in de woningbouw (combi, voor ruimteverwarming en warm tapwater) en 150.000 elektrische warmtepompboilers.

Als realiseerbaar potentieel voor 2010 is het potentieel van warmtepompen uit de Referentieraming met 50% verdubbeld. Dit potentieel kan alleen gerealiseerd worden als de EPC wordt aangescherpt en subsidies voor warmtepompen (energiepremie) worden verhoogd. Als de groei van de toepassing van warmtepompen doorgaat en wat versnelt dan kunnen warmtepompen en warmte/koude opslag gezamenlijk een bijdrage leveren aan CO₂-reductie in de orde grootte van 2 Mton in 2030.

Kosten

Wat betreft de toepassing van warmtepompen in de woningbouw zijn de kosten de afgelopen jaren echter ernstig onderschat. Uitgaande van de huidige meerinvestering van rond de 2000 euro per woning, resulteert een reductieprijs van 1000 euro per ton. Door leer en schaaffecten zal de meerinvestering dalen en bovendien is de toepassing in de Utiliteitsbouw vaak wel rendabel. Daarom wordt bij het potentieel in 2010 een prijs van 500 euro/ton gerekend.

Tabel A.5 *Reductiekosten warmtepompen*

	Reductiekosten warmtepomp
meerinvestering* [euro/woning]	2000
levensduur [jaren]	15
rentevoet [%]	5
annuïteit [euro/woning.jaar]	193
besparing [m ³ aardgas/woning.jaar]**	140
CO ₂ -reductie [kg CO ₂ /woning.jaar]**	169
uitgespaarde energie [euro/m ³]***	0,125
uitgespaarde energie [euro/woning.jaar]	17,5
reductieprijs [euro/ton]	1.037

* Overgenomen uit Scheepers et al., 2000

** Overgenomen uit Menkveld et al., 2002

*** Commodityprijs aardgas huishoudens in 2001

A.6 Zon-thermisch

Stand van zaken

Eind 2000 stonden er 49.600 zonneboilers, eind juni 2001 53.800.

De kosten van de zonneboiler dalen aanzienlijk ten opzichte van het verleden, doordat, mede door vraag vanuit de nieuwbouw, combi systemen op de markt komen. In het verleden diende een aparte collector op een ketel 'geprutst' te worden, terwijl nu geïntegreerde systemen te koop worden aangeboden. De kosten van een combi zijn, inclusief installatie, significant lager dan van een losse ketel met daarbovenop een zonneboilersysteem.

Ruimtelijke aspecten

Een zonneboiler levert alleen de beoogde besparing als deze op de zon wordt gericht. Dit vereist plaatsing op een plat dak of een op het zuiden gericht hellend dak. Gemeenten kunnen een bijdrage leveren door bij de ontwikkeling van nieuwbouwwijken te eisen dat de stedenbouwkundige uit gaat van een zongerichte verkaveling. Onder stedenbouwkundigen bestaat weerstand tegen een zongerichte verkaveling omdat men bang is voor strikte kop/staart situaties (de voordeur van de ene bewoner grenst aan de achtertuin van de andere bewoner).

Knelpunten bij realisatie

Een zonneboiler is duurder dan een HR-ketel en de meerinvestering kan gedurende de levensduur niet met de besparingen worden terugverdiend. De meerinvesteringen van een zonneboiler, excl. installatie en subsidies, bedragen circa € 2050 voor de zonneboiler en € 1800 voor de zonnegascombi. Ten opzichte van de referentietechniek moet ook nog met extra installatiekosten rekening worden gehouden. Bij de zonneboiler wordt uitgegaan van € 300 en bij de zonnegascombi van € 200. De besparingen bedragen circa 150 m³ tot 200 m³ per jaar. De netto meerinvestering komt hierbij uit op € 1600 - € 1900 voor de zonneboiler en € 1300 - € 1550 voor de zonnegascombi. Uitgaande van een gemiddelde gasprijs van € 0,38 per m³, betekent dit een totale jaarlijkse opbrengst van € 58 - € 77. De eenvoudige terugverdientijd wordt hiermee bepaald op 21 tot 32 jaar voor de zonneboiler en op 17 tot 26 jaar voor de zonnegascombi (geen rekening gehouden met renteverlies).

In de nieuwbouw kan de toepassing van zonnegascombi's worden gestimuleerd door aanscherping van de EPC. In veel DuBo voorbeeldprojecten met een lage EPC wordt een zonnegascombi toegepast.

In de bestaande bouw is een verhoging van de energiepremie van belang. De EPR voor de zonneboiler bedraagt (voor de bestaande bouw) € 454 (fl. 1000) tot € 680 (fl. 1500) afhankelijk van de grootte.

Realiseerbaar potentieel

In de Referentieraming in 2010 wordt uitgegaan van ca. 300.000 zonneboilers. In de Duurzame energie in opmars (EZ) staat een doelstelling van 1 miljoen zonneboilers in 2020. Aangezien het implementatietempo langzamer verloopt dan gedacht is aangenomen dat die doelstelling in 2030 wordt behaald.

Ook in de utiliteitsbouw worden zonthermische systemen toegepast, zoals in zwembaden. Dat zal vooral in die sectoren zijn die een relatief hoge warm tapwater vraag hebben. Het gaat dan om ziekenhuizen, bejaarden- en verpleegtehuizen, sportgebouwen, zwembaden en de horeca. Deze sectoren hebben samen een warm tapwater vraag van bijna 5 PJ_{th}. Een zonneboiler kan maximaal 45% van de warm tapwater vraag dekken (i.v.m. zoninstraling). Het potentieel in de Utiliteit is dus maximaal 2 PJ_{th} warmteproductie. Dat is als realiseerbaar potentieel in 2030 neergezet.

Kosten

De verwachte kostendaling bij zonneboilers is de laatste jaren uit gebleven. Uitgaande van de huidige meerinvestering van rond de 1300 euro per woning, resulteert een reductieprijs van 400 euro per ton. Door leer en schaaffecten kan de meerinvestering dalen, zeker als de zonneboiler wordt toegepast in de nieuwbouw om aan een lage EPC eis te voldoen. Daarom wordt bij het potentieel in 2010 een prijs van 200 euro/ton gerekend.

Tabel A.6 *Reductiekosten zonneboilers*

	zonneboiler
meerinvestering [euro/woning] *	1300
levensduur [jaren]	15
rentevoet [%]	5
annuïteit [euro/woning.jaar]	125
besparing [m ³ aardgas/woning.jaar] **	150
CO ₂ -reductie [kg CO ₂ /woning.jaar] **	260
uitgespaarde energie [euro/m ³] ***	0,125
uitgespaarde energie [euro/woning.jaar]	18,75
reductieprijis [euro/ton]	410

* Info H. Jeeninga, ECN 2002

** Overgenomen uit Menkveld et al., 2002

*** Commodityprijs aardgas huishoudens in 2001

A.7 Waterkracht

Stand van zaken

Het geïnstalleerd vermogen is ongeveer 38 MW verdeeld over 5 centrales (Hagestein, Maurik, Aplhen/Lith, Linne, Haandrik) en enkele kleine installaties bij particulieren. De elektriciteitsproductie was in 2000 136 GWh. De potentiële locaties voor waterkracht in Nederland zijn door Novem onderzocht. In totaal is er nog een potentieel voor 33 MW_e additioneel vermogen (Borgharen, Born, Maasbracht, Roermond, Belfeld, Sambeek en Grave). Daarvan is 15 MW_e economisch rendabel te realiseren. (Actieprogramma duurzame Energie, EZ 1997)

Realiseerbaar potentieel

In de Referentieraming is ervan uitgegaan dat dit economisch potentieel in gebruik is genomen in 2010, het totaal vermogen is dan 53 MW_e. Het realiseerbaar potentieel voor 2010 bedraagt 70 MW_e. Daarvoor zal subsidiering nodig zijn om ook economisch onrendabel projecten te realiseren.

Het realiseerbaar potentieel in 2030, 80 MW_e is gebaseerd op een schatting van EnergieNed aan potentieel 75-90 MW_e, met een energieopbrengst van 325 tot 400 GWh per jaar. Daarbij zijn inbegrepen de Maas, de Rijn en de overige locaties in beekjes en rivieren. .

A.8 Golfslag energie

Door de interactie van wind met een wateroppervlak ontstaan golven. Er zijn verschillende concepten te bedenken voor de omzetting van de golfenergie in mechanische energie en vervolgens door middel van een turbine in elektriciteit. Golfenergiecentrales bevinden zich nog in het R&D stadium. Er is enig potentieel in Nederland. De gemiddelde golfhoogte en -energie is echter gering en de eigenschappen van de kust zijn niet optimaal voor golfenergiecentrales. Bij de installatie van golf-energiecentrales moet rekening worden gehouden met de scheepvaart (veiligheid) en met mogelijke gevolgen voor de ecologie van het watergebied. Het in Hoofdstuk 2 genoemde potentieel voor 2030 (100 MW_e) is overgenomen uit de in Hoofdstuk 1 genoemde LREM studie.