Februari 2004 ECN-C--04-020

ENERGIETECHNOLOGIEËN IN RELATIE TOT TRANSITIEBELEID

Factsheets

M. Menkveld (red.)

Verantwoording

Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van de AER en de VROM-raad. Het project staat bij ECN bekend onder projectnummer 7.7554, rapportnummer: ECN-C--04-020.

De factsheets in dit rapport zijn opgesteld door deskundigen van ECN Beleidsstudies op de betreffende vakgebieden:

Gasgestookte elektriciteitsopwekking	Paul Lako
Kolengestookte elektriciteitsopwekking	Paul Lako
Elektriciteit uit kernsplijting	Bob van der Zwaan
Elektriciteit uit biomassa	Theo de Lange
Windenergie	Luuk Beurskens
Photovoltaïsche zonne-energie (PV)	Luuk Beurskens
Elektriciteitstransport en -distributie	Paul Lako
Elektriciteitsopslag	Gerard Martinus
Waterstofdistributie en -opslag	Harm Jeeninga
CO_2-afvang, -transport en -opslag	Heleen de Coninck
Brandstofcellen	Paul Lako
Biobrandstoffen	Elke van Thuijl
Warmteproductie in de gebouwde omgeving	Marijke Menkveld

Abstract

This report contains information about different energy technology clusters for electricity and heat production and distribution and for the transport sector. Information is given about the state of the art technology and future options in terms of efficiency, emissions and costs. Furthermore, the role of the technology in the transition towards a sustainable energy supply system and social aspects will be discussed.

INHOUD

1. INLEIDING 9

2. GASGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING 11
   2.1 Stand van de techniek 11
      2.1.1 Technologiebeschrijving 11
      2.1.2 Huidige toepassing 11
      2.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 11
      2.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 11
   2.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 14
      2.2.1 Technisch en economisch potentieel 14
      2.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 14
      2.2.3 Strategisch belang 15
      2.3 Maatschappelijke aspecten 15
      2.3.1 Rol industrie 15
      2.3.2 Invloed Nederlands beleid 15
      2.3.3 Ruimtelijke aspecten 16
      2.3.4 Effect op voorzieningszekerheid 16
      2.3.5 Maatschappelijk draagvlak 16
   2.4 Referenties 16

3. KOLENGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING 17
   3.1 Stand van de techniek 17
      3.1.1 Technologiebeschrijving 17
      3.1.2 Huidige toepassing 17
      3.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 17
      3.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 18
   3.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 20
      3.2.1 Technisch en economisch potentieel 20
      3.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 21
      3.2.3 Strategisch belang 21
   3.3 Maatschappelijke aspecten 22
      3.3.1 Rol nationale industrie 22
      3.3.2 Invloed Nederlands beleid 22
      3.3.3 Ruimtelijke aspecten 22
      3.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid 22
      3.3.5 Maatschappelijke aspecten 22
   3.4 Referenties 23

4. ELEKTRICITEIT UIT KERNSPLIJTING 24
   4.1 Stand van de techniek 24
      4.1.1 Technologiebeschrijving 24
      4.1.2 Huidige toepassing 24
      4.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 25
      4.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 25
   4.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 26
      4.2.1 Technisch en economisch potentieel 26
      4.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 27
      4.2.3 Strategisch belang 27
   4.3 Maatschappelijke aspecten 28
      4.3.1 Rol industrie 28
      4.3.2 Invloed van Nederlands beleid 28
      4.3.3 Ruimtelijke aspecten 28
      4.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 28
      4.3.5 Maatschappelijk draagvlak 28
   4.4 Referenties 29

5. ELEKTRICITEIT UIT BIOMASSA 30
5.1 Stand van de techniek 30
5.1.1 Technologiebeschrijving 30
5.1.2 Huidige toepassing 31
5.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 31
5.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 32
5.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 34
5.2.1 Technisch en economisch potentieel 34
5.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 35
5.2.3 Strategisch belang 36
5.3 Maatschappelijke aspecten 36
5.3.1 Rol industrie 36
5.3.2 Invloed van Nederlandse beleid 37
5.3.3 Ruimtelijke aspecten 37
5.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 37
5.3.5 Maatschappelijk draagvlak 37
5.4 Referenties 38

6. WINDENERGIE 39
6.1 Stand van de techniek 39
6.1.1 Technologiebeschrijving 39
6.1.2 Huidige toepassing 39
6.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 40
6.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 41
6.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 43
6.2.1 Technisch en economisch potentieel 43
6.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 44
6.2.3 Strategisch belang 44
6.3 Maatschappelijke aspecten 45
6.3.1 Rol industrie 45
6.3.2 Invloed van Nederlandse beleid 45
6.3.3 Ruimtelijke aspecten 45
6.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 46
6.3.5 Maatschappelijk draagvlak 46
6.4 Referenties 47

7. PHOTOVOLTAÏSCHE ZONNE-ENERGIE (PV) 48
7.1 Stand van de techniek 48
7.1.1 Technologiebeschrijving 48
7.1.2 Huidige toepassing 48
7.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 49
7.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 49
7.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 50
7.2.1 Technisch en economisch potentieel 50
7.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 52
7.2.3 Strategisch belang 53
7.3 Maatschappelijke aspecten 53
7.3.1 Rol industrie 53
7.3.2 Invloed van het Nederlandse beleid 53
7.3.3 Ruimtelijke aspecten 53
7.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 53
7.3.5 Maatschappelijk draagvlak 54
7.4 Referenties 54

8. ELEKTRICITEITSTRANSPORT EN -DISTRIBUTIE 55
8.1 Stand van de techniek 55
8.1.1 Technologiebeschrijving 55
8.1.2 Huidige toepassing 55
8.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 56
8.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 56
8.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 57
8.2.1 Technisch en economisch potentieel 57
8.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 58
8.2.3 Strategisch belang 58
8.3 Maatschappelijke aspecten 58
8.3.1 Rol nationale industrie 58
8.3.2 Invloed Nederlands beleid 58
8.3.3 Ruimtelijke aspecten 58
8.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid 58
8.3.5 Maatschappelijke aspecten 59
8.4 Referenties 59

9. ELEKTRICITEITSOPSLAG 60
9.1 Stand van de techniek 60
9.1.1 Technologiebeschrijving 60
9.1.2 Huidige toepassing 61
9.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 61
9.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 61
9.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 63
9.2.1 Technisch en economisch potentieel 63
9.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 63
9.2.3 Strategisch belang 63
9.3 Maatschappelijke aspecten 63
9.3.1 Rol industrie 63
9.3.2 Invloed van Nederlandse beleid 64
9.3.3 Ruimtelijke aspecten 64
9.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 64
9.3.5 Maatschappelijk draagvlak 64
9.4 Referenties 64

10. WATERSTOFDISTRIBUTIE EN -OPSLAG 65
10.1 Stand van de techniek 65
10.1.1 Technologiebeschrijving 65
10.1.2 Huidige toepassing 66
10.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 66
10.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 67
10.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 67
10.2.1 Technisch en economisch potentieel 67
10.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 68
10.2.3 Strategisch belang 69
10.3 Maatschappelijke aspecten 69
10.3.1 Rol industrie 69
10.3.2 Invloed van Nederlands beleid 69
10.3.3 Ruimtelijke aspecten 69
10.3.4 Effect op voorzieningszekerheid 69
10.3.5 Maatschappelijk draagvlak 69
10.4 Referenties 70

11. CO_2-AFVANG, -TRANSPORT EN -OPSLAG 71
11.1 Stand van de techniek 71
11.1.1 Technologiebeschrijving 71
11.1.2 Huidige toepassing 72
11.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 72
11.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 72
11.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 73
11.2.1 Technisch en economisch potentieel 73
11.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 73
11.2.3 Strategisch belang 74
11.3 Maatschappelijke aspecten 74
11.3.1 Rol industrie 74
11.3.2 Invloed Nederlands beleid 74
11.3.3 Ruimtelijke aspecten 74
11.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 74
11.3.5 Maatschappelijk draagvlak 75
11.4 Referenties 75

12. BRANDSTOFCELLEN 76
12.1 Stand van de techniek 76
12.1.1 Technologiebeschrijving 76
12.1.2 Huidige toepassing 76
12.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 77
12.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 77
12.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 79
12.2.1 Technisch en economisch potentieel 79
12.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 79
12.2.3 Strategisch belang 81
12.3 Maatschappelijke aspecten 81
12.3.1 Rol nationale industrie 81
12.3.2 Invloed Nederlands beleid 81
12.3.3 Ruimtelijke aspecten 81
12.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid 81
12.3.5 Maatschappelijke aspecten 82
12.4 Referenties 82

13. BIOBRANDSTOFFEN 83
13.1 Stand van de techniek 83
13.1.1 Technologiebeschrijving 83
13.1.2 Huidige toepassing 84
13.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 84
13.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 85
13.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 85
13.2.1 Technisch en economisch potentieel 85
13.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 86
13.2.3 Strategisch belang 86
13.3 Maatschappelijke aspecten 87
13.3.1 Rol industrie 87
13.3.2 Invloed van Nederlandse beleid 87
13.3.3 Ruimtelijke aspecten 88
13.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid 88
13.3.5 Maatschappelijk draagvlak 88
13.4 Referenties 88

14. WARMTEPRODUCTIE IN DE GEBOUWDE OMGEVING 90
14.1 Stand van de techniek 90
14.1.1 Technologiebeschrijving 90
14.1.2 Huidige toepassing 91
14.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties 91
14.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten 92
14.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding 93
14.2.1 Technisch en economisch potentieel 93
14.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen 94
14.2.3 Strategisch belang 95
14.3 Maatschappelijke aspecten 95
14.3.1 Rol industrie 95
14.3.2 Invloed Nederlands beleid 95
14.3.3 Ruimtelijke aspecten 95
14.3.4 Effect op voorzieningszekerheid 96
14.3.5 Maatschappelijk draagvlak 96
14.4 Referenties 96

BIJLAGE A TECHNISCHE GEGEVENS EN KOSTENASPECTEN ELEKTRICITEIT UIT BIOMASSA 97

BIJLAGE B TECHNISCHE GEGEVENS EN KOSTENASPECTEN VAN GAS EN KOLENGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING 98

1. INLEIDING

De AER en de VROM-raad bereiden momenteel een gezamenlijk advies over de transitie naar een duurzame energiehuishouding. Doel van het advies is suggesties te geven voor het beleid dat gevoerd moet worden om een transitie naar een duurzame energiehuishouding mogelijk te maken. Met dit advies willen de raden stimuleren dat er scherpere keuzes worden gemaakt: op welke terreinen Nederland verschil kan uitmaken bij het realiseren van een duurzame energiehuishouding, zowel in eigen land als daarbuiten.

Ter voorbereiding van dit advies is ECN Beleidsstudies gevraagd de stand van zaken en de verwachtingen over verschillende energietechnologieën aan de aanbodkant van de markt in kaart te brengen. Per energietechnologie wordt in een factsheet informatie gegeven over de stand van de techniek, de bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding en maatschappelijke aspecten. Dit gebeurt op een gestructureerde wijze aan de hand van de volgende vraagstelling:

Stand van de techniek

1. Technologiebeschrijving: een korte omschrijving van de techniek: principe, werkwijze, componenten, toepassingsmogelijkheden.
2. Huidige toepassing: bijvoorbeeld in termen van geïnstalleerd vermogen of in termen van output (PJ's of kWh elektriciteit, warmte).
3. Ontwikkelingsfase en verbeteropties: in welke ontwikkelingsfase bevindt de techniek zich? Welke verbeteropties zijn er? Wat zijn daarbij de technische en marktgerelateerde onzekerheden?
4. Technische gegevens en kostenaspecten: de huidige efficiency, en investeringskosten, verwachte mogelijkheden voor efficiencyverbetering en kostendaling.

Bijdrage aan transitie naar duurzame energiehuishouding

1. Technisch en economisch potentieel: wat wordt van de techniek verwacht (indicatieve inschatting voor de lange termijn 2030-2050).
2. Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen: welke bijdrage kan de techniek leveren aan reductie van broeikasgasemissies, aan de reductie van verzurende emissies en eventueel aan overige milieuproblemen?
3. Strategisch belang: hoe robuust zijn de lange termijn verwachtingen, met andere woorden speelt de techniek in alle denkbare toekomstbeelden een rol? Wat zijn daarbij de kritische succesfactoren met andere woorden wat bepaald of de techniek in de toekomst al dan niet een grote rol zal spelen?

Maatschappelijke aspecten

1. Rol industrie: draagt Nederland actief bij aan de ontwikkeling van de techniek? Zo ja, hoe? Biedt deze techniek kansen voor de Nederlandse industrie?
2. Invloed Nederlandse beleid: is de ontwikkeling van de techniek met name afhankelijkheid van internationale ontwikkelingen of zijn er kansen voor sturing binnen Nederland?
3. Ruimtelijke aspecten: heeft de techniek effect op het gebruik van ruimte, stelt het eisen aan de ruimtelijke inrichting van Nederland?
4. Voorzieningszekerheid: wat is het effect van toepassing van de techniek op de voorzieningszekerheid van de energievoorziening in Nederland?
5. Maatschappelijk draagvlak: hoe is de maatschappelijke acceptatie van de techniek?

De volgende clusters van energietechnologieën komen aan de energie aanbodkant aan de orde:

Hoofdstuk 2	Gasgestookte elektriciteitsopwekking
Hoofdstuk 3	Kolengestookte elektriciteitsopwekking
Hoofdstuk 4	Elektriciteit uit kernsplijting
Hoofdstuk 5	Elektriciteit uit biomassa
Hoofdstuk 6	Windenergie
Hoofdstuk 7	Photovoltaïsche zonne-energie (PV)
Hoofdstuk 8	Elektriciteitstransport en -distributie
Hoofdstuk 9	Elektriciteitsopslag
Hoofdstuk 10	Waterstofdistributie en -opslag
Hoofdstuk 11	CO_2-afvang, -transport en -opslag
Hoofdstuk 12	Brandstofcellen
Hoofdstuk 13	Biobrandstoffen
Hoofdstuk 14	Warmteproductie in de gebouwde omgeving

2. GASGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING

2.1 Stand van de techniek

2.1.1 Technologiebeschrijving

Gasgestookte elektriciteitsopwekking gebeurt momenteel in zogenaamde STEG-centrales met een combinatie van een stoom- en gasturbine. Een nieuwe ontwikkeling is de integratie van een hoge temperatuur brandstofcel, de SOFC (Solid Oxide Fuel Cell ofwel vast oxide brandstofcel), met een gasturbine of STEG. Ook is een combinatie van STEG of SOFC-STEG met CO_2-afvang en opslag mogelijk.

2.1.2 Huidige toepassing

In Nederland worden gasgestookte centrales meestal uitgevoerd als eenheden van 50-250 MW al dan niet in combinatie met stadsverwarming. Daarnaast zijn er gasgestookte industriële WKK-installaties. Het vermogen van gasgestookte centrales, inclusief industriële WKK, bedraagt in 2000 ca. 15.430 MW. Hiermee werd in 2000 ca. 52 TWh opgewekt, overeenkomend met 52% van de Nederlandse elektriciteitsvraag. Slechts 23 TWh daarvan betreft traditionele gasgestookte elektriciteitscentrales in eigendom van elektriciteitsproducenten ('ex SEP-park'), de rest is WKK bij eindverbruikerssectoren (industrie, raffinaderijen, landbouw, utiliteit), voor een deel eigendom van elektriciteitsproducenten. Deze factsheet heeft betrekking op centrale, grootschalige gasgestookte elektriciteitsopwekking. In de IEA-landen is het aandeel gas in de totale elektriciteitsproductie lager dan in Nederland, namelijk ca. 16%.

2.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Elektriciteitsopwekking met behulp van een STEG wordt sinds de tachtiger jaren op grote schaal toegepast. Naar verwachting kan het rendement van de STEG in de toekomst nog verder toenemen en kunnen de investeringskosten dalen (in €/kW). De SOFC-STEG komt naar verwachting vanaf ongeveer 2010 in het commerciële stadium. Gasgestookte elektriciteitsopwekking met CO_2-afvang is in het vroege R&D-stadium

2.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

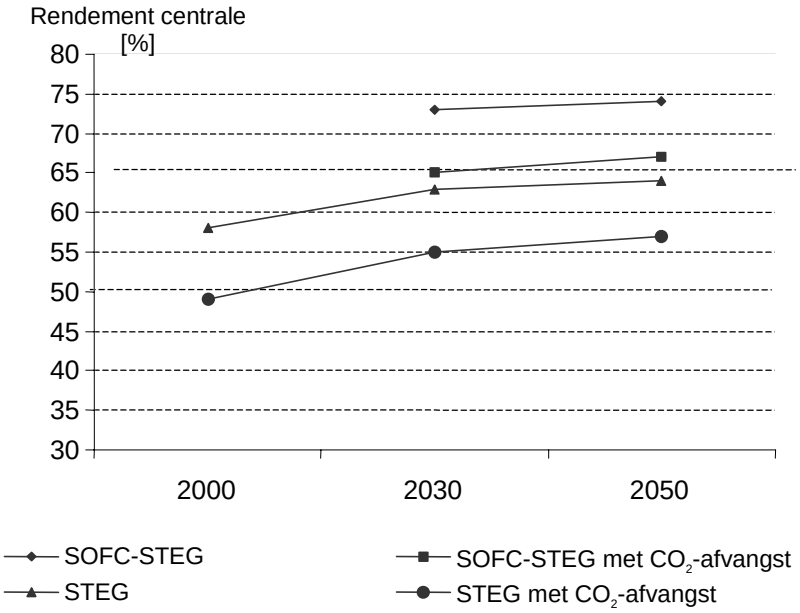
Figuur 2.1 schetst de verwachte ontwikkeling van het elektrisch rendement van de verschillende technologieën voor gasgestookte elektriciteitsopwekking.

Het rendement van de STEG neemt toe van 50% rond 1980 tot ca. 58%[1] in 2000 en wellicht 64% in 2050 (DWTC/SSTC, 2001). Deze verwachting is gebaseerd op materiaalontwikkeling - bijvoorbeeld SiC coating - gericht op een hogere gasinlaattemperatuur (tot meer dan 1500 °C). De SOFC-STEG zal de komend jaren worden geïntroduceerd, eerst op een schaal van MW tot tientallen MW (integratie van SOFC brandstofcel en een gasturbine), later op grotere schaal (integratie met STEG). Het rendement zal in 2010 beneden 70% liggen, maar kan in de periode tot 2050 oplopen tot 73%.

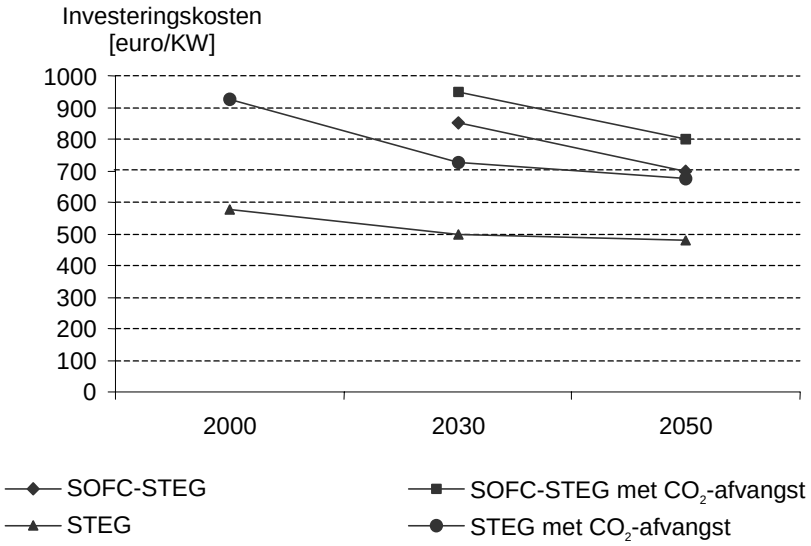
[1] Alle omzettingsrendementen zijn weergegeven op LHV-basis (onderste verbrandingswaarde). Het operationele rendement ligt ca. 3% lager en is afhankelijk van de wijze van bedrijfsvoering.

Ruether et al (2002) geven aan dat het rendement van een STEG zonder CO_2-afvang ca. 59% bedraagt en met CO_2-afvang ca. 48%. Het rendementsverlies door CO_2-afvang bij een STEG zal naar verwachting kunnen afnemen tot 7%-punten bij geavanceerde technieken.

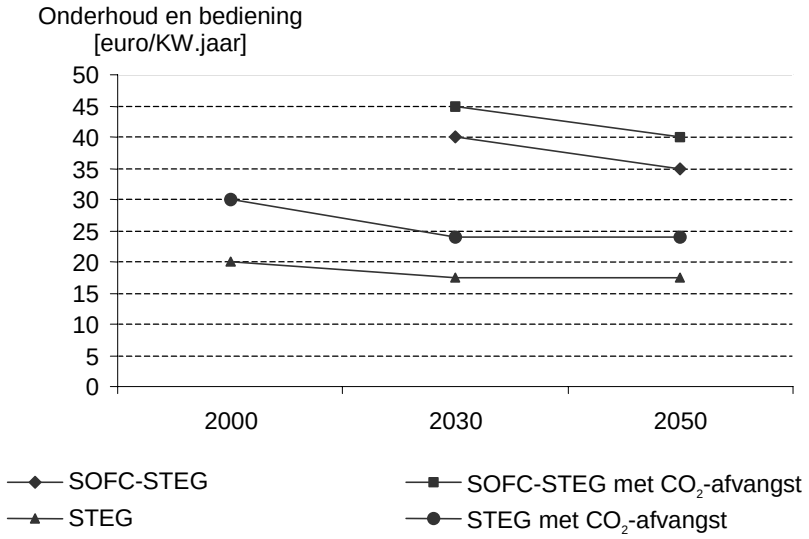
Met nieuwe gasgestookte centrales met CO_2-afvangst en bestaat nog geen ervaring. Wel zijn analyses gemaakt van het rendement en de investeringskosten. Figuur 2.2. toont de verwachte ontwikkeling van de investeringskosten van de verschillende technologieën voor gasgestookte elektriciteitsopwekking. De investeringskosten van een gasgestookte STEG zijn bepaald aan de hand van gebouwde of geplande STEG's in de Verenigde Staten (Petroleum Economist, 2003 en Global Power Report, 2003). Figuur 2.2 geeft ook richtgetallen voor een STEG met CO_2-afvang. Aangenomen is dat de investeringskosten ca. 60% hoger zijn dan bij een STEG zonder CO_2-afvang (Dijkstra, et al, 2002). Dit percentage zal naar verwachting kunnen dalen tot 40% in 2050.



Figuur 2.1 *Verwachte ontwikkeling rendement gasgestookte elektriciteitsopwekking*

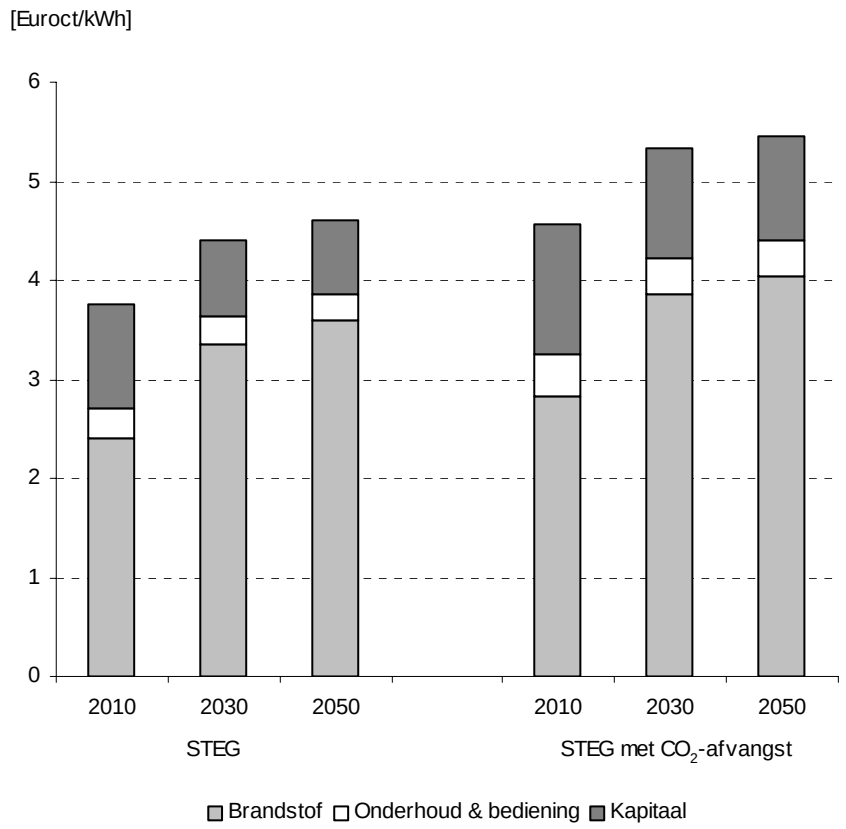


Figuur 2.2 *Verwachte ontwikkeling investeringskosten gasgestookte elektriciteitsopwekking*



Figuur 2.3 *Verwachte ontwikkeling onderhoud- en bedieningskosten gasgestookte elektriciteitsopwekking*

Verwacht wordt dat de prijs van gas bij afname door de centrale (dus inclusief transport) in de periode tot 2050 substantieel zal stijgen (Internetbron 1). Aangenomen wordt een stijging van 60% met een gasprijs in 2010 van € 4/GJ en in 2050 van ca. € 6,4/GJ. Gerekend is met een economische levensduur van 20 jaar, discontovoet van 8% (conform Scheepers et al, 2003) en een loadfactor van 75%. De kosten van gasgestookte elektriciteitsopwekking bedragen in 2010 in de orde grootte van 3,6 € ct/kWh en zullen, door stijgende brandstofprijzen, stijgen naar ca. 4,6 € ct/kWh in 2050 (Figuur 2.4). Enerzijds wordt verwacht dat de investerings- en onderhouds- en bedieningskosten dalen. Anderzijds stijgt het rendement, waardoor de brandstofkosten per kWh minder sterk stijgen dan de kosten van gas zelf. Voor gasgestookte elektriciteitsopwekking met CO_2-afvang en -opslag worden hogere opwekkingskosten verwacht, namelijk op langere termijn ca. 5,5 € ct/kWh.



Figuur 2.4 *Verwachte kostenontwikkeling elektriciteit op basis van aardgas zonder en met CO_2-afvang*

2.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

2.2.1 Technisch en economisch potentieel

In de Referentieraming is verondersteld dat de productie van gasgestookte elektriciteitsopwekking in de periode tot 2010 iets toeneemt, gelijk met de elektriciteitsvraag, zodat het aandeel gelijk blijft.

In de IPCC-scenario's wordt in de periode 2000-2050 wereldwijd een zeer sterkere stijging van de inzet van gas verwacht. Ook in Europese scenario's wordt een forse toename van het aardgasgebruik verondersteld. Lange termijn scenario's gaan wel in op de rol van aardgas als energiedrager, maar niet zo zeer specifiek op de rol van gasgestookte elektriciteitsopwekking. Aangenomen mag worden dat de Nederlandse elektriciteitsopwekking op lange termijn meer diversificatie zal laten zien, enerzijds door het toenemende aandeel van duurzame bronnen, anderzijds vanwege de afnemende beschikbaarheid van aardgasvoorraden. Naar verwachting zal het aandeel aardgas in de elektriciteitsopwekking vanaf 2010 of 2020 eerder dalen dan toenemen.

2.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Reductie CO_2-emissie

Het reductiepotentieel door technologische ontwikkeling van een STEG of door inzet van SOFC-STEG is afhankelijk van het aandeel gas in de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking. Verwacht wordt dat de totale elektriciteitsvraag in 2050 ongeveer twee keer zo hoog zal zijn als in 2000, ca. 200 TWh (Jeeninga et al, 2002).

Uitgaande van een elektriciteitsvraag van ca. 200 TWh in 2050 en van een aandeel gas in 2050 van 30%, is de potentiële CO_2-reductie door verbetering van de efficiency bij gasgestookte STEG's in 2050 t.o.v. stand van de techniek in 2000 ca. 2 Mton. Daarnaast kan toepassing van een brandstofcel (SOFC-STEG) nog eens 2,5 Mton CO_2-reductie opleveren.

Bij een stringent klimaatbeleid kan CO_2-afvang worden toegepast. Bij toevoeging van CO_2-afvang en -opslag aan een STEG zou in 2050 additioneel ca. 16,5 Mton extra CO_2-reductie kunnen opleveren t.o.v. de toepassing van een STEG zonder CO_2-afvang in 2050 (60 TWh op basis van STEG met CO_2-afvang geeft in 2050 een CO_2-emissie van ruim 2 Mton).

De absolute CO_2-reductie zal lager respectievelijk hoger zijn wanneer het aandeel gas in de elektriciteitsopwekking kleiner dan wel groter is dan 30%. Ook hangt de CO_2-reductie uiteraard af van de elektriciteitsvraag in 2050.

Reductie verzurende emissies
Bij gasgestookte elektriciteitsopwekking komen alleen NO_x-emissies vrij (emissiefactor 0,15 kg/MWh) De NO_x-emissie is met name afhankelijk van het type branders. Uitgaande van de toepassing van low-NO_x burners verandert de NO_x-emissie niet in de periode 2000-2050. Bij elektriciteitsopwekking met een 'SOFC-STEG' komt door toepassing van de SOFC-brandstofcel amper NO_x-vrij.

2.2.3 Strategisch belang

Gasgestookte elektriciteitsopwekking zal ook in de toekomst een rol blijven spelen. De hier beschreven technieken zijn breed inzetbaar, met voorschakeling van vergassingstechnieken kan de input ook steenkool of biomassa zijn.

2.3 Maatschappelijke aspecten

2.3.1 Rol industrie

Bij de bouw van gasgestookte STEG's kunnen Nederlandse bedrijven een rol spelen. De wereldmarkt voor grote gasturbines wordt beheerst door enkele grote producenten (Siemens en General Electric). Nederlandse bedrijven zoals Opra en Heron-de Schelde kunnen wel kleinere gasturbines leveren. De positie van Nederlandse bedrijven op het gebied van industriële apparaten is daarbij van belang.

2.3.2 Invloed Nederlands beleid

De ontwikkeling van gasgestookte elektriciteitsopwekking (STEG) wordt voor een groot gedeelte bepaald door grote fabrikanten van gasturbines. Nederlandse bedrijven (naast Opra en Heron ook INDEC) en Nederlandse R&D instellingen (zoals ECN) kunnen wel een bijdrage leveren aan de ontwikkeling van zeer efficiënte gasgestookte centrales op basis van de SOFC-brandstofcel.

Ontwikkeling van gasgestookte centrales met CO_2-afvang en -opslag is geen specifiek Nederlandse activiteit. Combinatie met kolengestookte elektriciteitsopwekking (KV-STEG met CO_2-afvang en -opslag) biedt in Nederland betere perspectieven dan combinatie met een STEG. De bovengenoemde optie van de SOFC-brandstofcel biedt op lange termijn wel een goede uitgangspositie voor CO_2-afvang en -opslag, maar dan gaat het om 2020 of later.

2.3.3 Ruimtelijke aspecten

Gasgestookte centrales kunnen dicht bij grote bevolkingsconcentraties worden gebouwd ten behoeve van stadsverwarming. Het ruimtebeslag van een STEG is klein. De voordelen van een SOFC-STEG zijn de kleine eenheidsgrootte, het hoge rendement en de lage emissie van NO_x.

2.3.4 Effect op voorzieningszekerheid

Met de uitputting van de Nederlandse aardgasvoorraad zal op termijn van 2050 Nederland steeds afhankelijker worden van aardgasimport.

2.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Voor elektriciteitsopwekking op aardgas bestaat draagvlak, van weerstanden is geen sprake.

2.4 Referenties

Dijkstra, J.W. et al (2002): *Novel concepts for CO_2 capture with SOFC*. ECN, Petten, November 2002, ECN-RX--02-044.

DWTC/SSTC (2001): *Coal options - Evaluation of coal-based power generation in an uncertain context.* Federal Office for Scientific, Technical and Cultural Affairs in Belgium (DWTC/SSTC): Brussels, 2001. Http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub_ostc/CG2131/rCG23_en.pdf.

Internetbron 1: Http://www.princeton.edu/~cmi/events/princeton_oct03.ppt

Petroleum Economist (2003): juni, juli, augustus en september 2003, p. 44.

Platts Global Power Report (2003), January 16, 2003, p. 12.

Ruether, J. et al (2002): *Strategy to accelerate deployment of gasification-based power generation with carbon capture and sequestration*. International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, Cagliari (Italy), October 21-23, 2002.

Scheepers, M.J.J., A.F. Wals, F.A.M. Rijkers (2003): *Position of large power producers in electricity markets of North Western Europe.* ECN, Petten, April 2003, ECN-C--03-003.

3. KOLENGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING

3.1 Stand van de techniek

3.1.1 Technologiebeschrijving

Conventionele elektriciteitsopwekking uit kolen gebeurt in poederkoolcentrales, waar steenkolen worden gemalen en gestookt. Deze techniek wordt verder geperfectioneerd en er worden nieuwe technieken ontwikkeld, zoals kolenvergassing met elektriciteitsopwekking in een combinatie van stoom- en gasturbine, KV-STEG. Een additionele optie is het toevoegen van een hoge temperatuur brandstofcel van het type SOFC aan een KV-STEG: een 'KV-SOFC'. Bijstook van biomassa in kolencentrales kan bijdragen aan de verduurzaming van de elektriciteitsopwekking (zie Hoofdstuk 5 Elektriciteit uit biomassa). De CO_2-emissie van kolencentrales kan worden gereduceerd door CO_2-afvang en opslag.

3.1.2 Huidige toepassing

Er zijn in Nederland zes poederkoolcentrales met een totaal vermogen van ca. 4.000 MW_e. De kolenvergassingstechniek wordt in Nederland op semi-commerciële schaal gedemonstreerd te Buggenum in de 'Demkolec' centrale van 253 MW. Met kolengestookte centrales werd in 2000 ca. 25 TWh opgewekt, overeenkomend met 25% van de Nederlandse elektriciteitsvraag. Wereldwijd is dit aandeel hoger: ca. 37% (IEA, 2002). De afgelopen decennia is de rol van kolen sterk gedaald, maar de afgelopen 10 jaar leveren kolen in Europa een relatief stabiele bijdrage aan de elektriciteitsproductie. Nederland bevindt zich in Europa wat betreft het belang van kolen voor de elektriciteitsopwekking in de middenmoot. In Denemarken, Duitsland en Engeland wordt nog vrij veel elektriciteit met kolen opgewekt, in landen als Frankrijk en Zweden is er nauwelijks kolengestookte elektriciteitsopwekking.

3.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Met conventionele elektriciteitsopwekking in poederkoolcentrales bestaat tientallen jaren ervaring. De KV-STEG bevindt zich in de demonstratiefase; in Europa (Nederland en Spanje) en in de VS zijn er in de afgelopen tien jaar enkele gebouwd. De ontwikkeling van 'KV-SOFC' staat bij wijze van spreken nog in de kinderschoenen (desk studies). Dit heeft te maken met het feit dat de SOFC brandstofcel nog maar op een schaal van MW'en is gedemonstreerd. Integrale CO_2-verwijdering bij kolengestookte centrales is al in een verder gevorderd stadium van ontwikkeling. Een semi-commerciële kolengestookte centrale met CO_2-afvang zou in 2010 operationeel kunnen zijn, zo blijkt uit een R&D-programma in de VS. Tot nu toe vindt alleen bij een enkele elektriciteitscentrale - o.a. Shady Point, Oklahoma (VS) - CO_2-afvang op kleine schaal plaats ten behoeve van commerciële toepassingen, zoals invriezen met CO_2 en leveren van koolzuur (CO_2) aan bierbrouwerijen of frisdrankfabrieken (Herzog et al, 2000).

Naast realisatie van nieuwe technieken richten de inspanningen zich op verbetering van het rendement voor nieuw te bouwen kolengestookte centrales. Het zoeken naar mogelijkheden om het rendement te verhogen kent verschillende drijvende factoren, zoals het verlagen van de emissies van CO_2 en SO_2 per opgewekte kWh, brandstofbesparing en kostenverlaging.

Het opwekkingsrendement van kolengestookte centrales bedraagt 40% of meer. Dit niveau werd al in het begin van de tachtiger jaren gerealiseerd. Het rendement van nieuwe kolencentrales neemt nog geleidelijk toe. In 2000 is bij een *poederkoolcentrale* een rendement van ongeveer 44% haalbaar (EnergieNed, 2002). Het rendement van een *poederkoolcentrale* wordt vooral be-

paald door stoomdruk en -temperatuur. Naar verwachting kan het rendement nog verder stijgen -op basis van ultrasuperkritische stoomcondities- tot 50% in 2030 en 51% in 2050 (DWTC/SSTC, 2001).

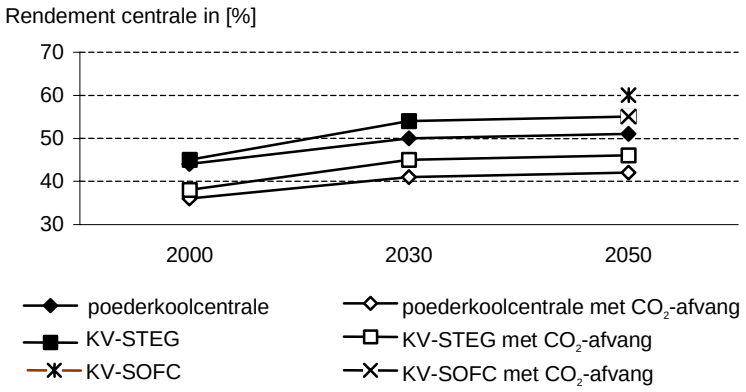
In 1993 werd de *KV-STEG* 'Demkolec' (253 MW) bij Buggenum in gebruik genomen, met een rendement van 43,2%. Ook elders zijn middelgrote *KV-STEG*'s gebouwd met een rendement van 37-45%: 'Puertollano' in Spanje (Internetbron 1) en vier *KV-STEG* eenheden in de VS (Internetbron 2). Een rendement van 45% is in 2000 'stand van de techniek' In de VS wordt een kolenvergassingstechnologie ontwikkeld op basis van vergassing met lucht in plaats van zuurstof. Na tests in de Power Systems Development Facility (PSDF) rekent men op een rendement van 46% met gangbare gasturbinetechnologie. Een rendement van 52,7% lijkt haalbaar met de meest geavanceerde gasturbinetechnologie in de periode 2010-2020 (Internetbron 3). In deze factsheet wordt aangenomen dat het rendement nog verder kan stijgen tot 54% in 2030 en 55% in 2050.

Een additionele optie is het toevoegen van een hoge temperatuur brandstofcel van het type SOFC (vast oxide) aan een KV-STEG: een 'KV-SOFC'. Hiermee is een rendement haalbaar van 60% (Internetbron 4). Deze technologisch zeer geavanceerde optie bestaat nu slechts op papier. Realisatie zal nog tot 2020 of later op zich laten wachten.

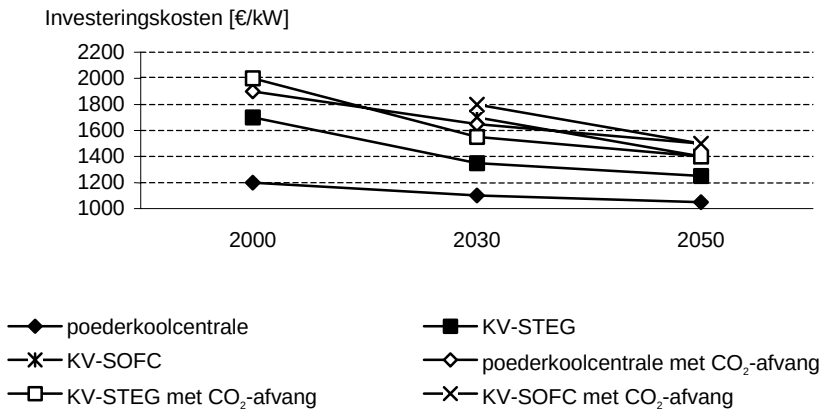
Met een kolengestookte centrale met CO_2-afvang bestaat nog geen ervaring. Wel zijn analyses gemaakt van het rendement en de investeringskosten (Chiesa et al, 2003 en Rawls et al, 2003). Hierbij moet onderscheid worden gemaakt naar de poederkoolcentrale en de KV-STEG. Bij de poederkoolcentrale gaat het in het algemeen om een chemische absorptietechniek voor CO_2. Een dergelijke 'end-of-pipe' techniek is kostbaar en uit energetisch oogpunt niet erg efficiënt, omdat de rookgassen een relatief lage CO_2-concentratie hebben en de druk atmosferisch is. Bij de KV-STEG zijn de condities gunstiger: de CO_2 kan na een zogenoemde CO-shift reactie bij een druk van enkele tientallen bars worden afgevangen. Voor de commercialisatie van beide opties is nog ca. 10 jaar nodig.

3.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

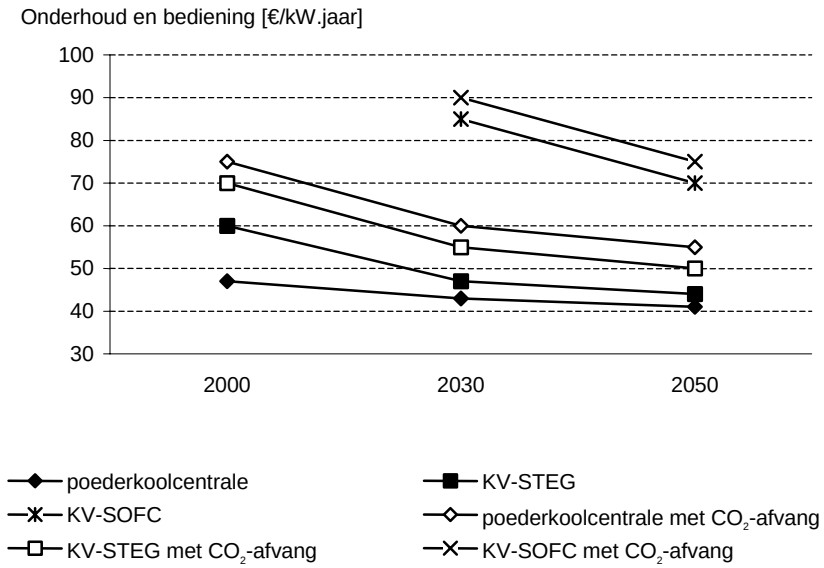
Figuur 3.1, Figuur 3.2 en Figuur 3.3 geven een overzicht van de verwachte ontwikkeling van het rendement, de investeringskosten en de kosten voor onderhoud en bediening van de verschillende technieken voor elektriciteitsopwekking uit kolen. De verwachte ontwikkeling geldt voor een gemiddeld scenario, waarin ontwikkeling en toepassing van nieuwe technieken voor elektriciteitsopwekking met kolen enige prioriteit krijgt.



Figuur 3.1 *Verwachte ontwikkeling rendement van kolencentrales*

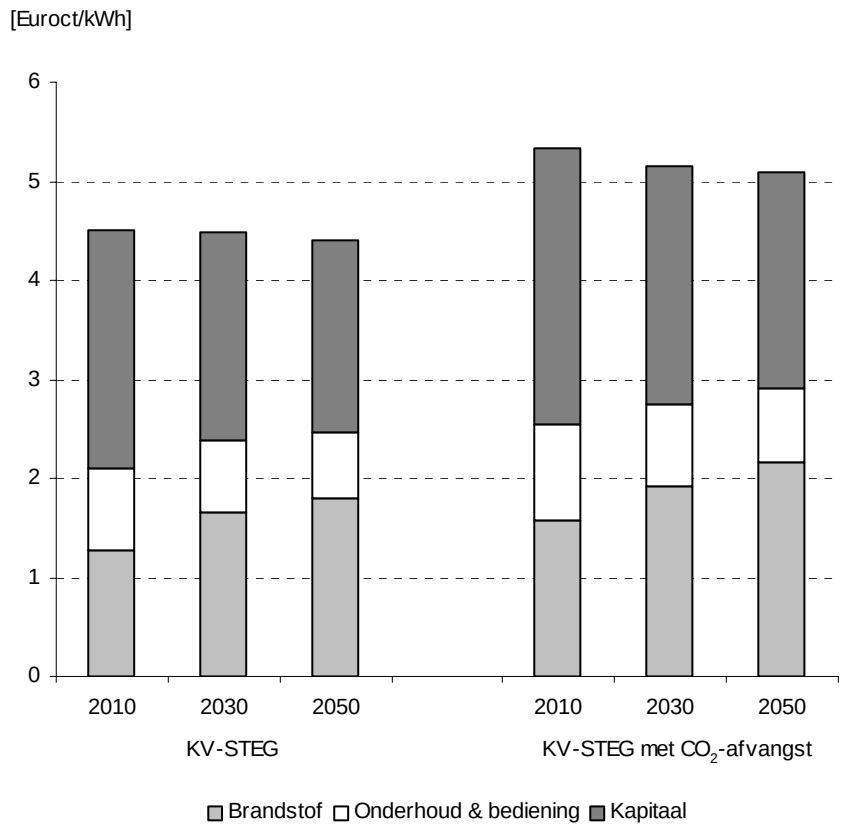


Figuur 3.2 *Verwachte ontwikkeling investeringskosten kolencentrales*



Figuur 3.3 *Verwachte ontwikkeling onderhoud en bedieningskosten kolencentrales*

Verwacht wordt dat de prijs van kolen afgeleverd bij de centrale (dus inclusief transport) in de periode tot 2050 sterk zullen stijgen (Internetbron 6). Aangenomen is een stijging van 60% met een kolenprijs in 2010 van € 45/ton (€ 1,7/GJ) en in 2050 van ca. € 73/ton (€ 2,75/GJ). De kosten van kolengestookte elektriciteitsopwekking bedragen in 2010 in de orde van grootte van 4,5 € ct/kWh en zullen, ondanks verder stijgende brandstofprijzen (Internetbron 5), ongeveer op dat niveau blijven (Figuur 3.4). Gerekend is met een economische levensduur van 20 jaar, discontovoet van 8% (conform Scheepers et al, 2003) en een loadfactor van 75%. Enerzijds wordt verwacht dat de investerings- en onderhouds- en bedieningskosten dalen. Anderzijds stijgt het rendement, waardoor de brandstofkosten per kWh minder sterk stijgen dan de kosten van kolen zelf. Voor kolengestookte elektriciteitsopwekking met CO_2-afvang en -opslag worden hogere opwekkingskosten verwacht, namelijk op langere termijn ca. 5 € ct/kWh.



Figuur 3.4 *Verwachte kostenontwikkeling elektriciteit op basis van kolen zonder en met CO_2-afvang*

3.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

3.2.1 Technisch en economisch potentieel

In de Referentieraming is verondersteld dat er tot 2010 geen nieuwe kolencentrales bijkomen en de aan kolencentrales toe te rekenen elektriciteitsproductie vrijwel constant blijft. Verwacht wordt dat energiebedrijven zullen investeren in verlenging van de technische levensduur van kolencentrales (Ybema et al, 2002).

In lange termijn scenario's kan de rol van kolengestookte elektriciteitsopwekking zeer uiteenlopen De drijvende kracht die hier de grootste rol speelt is de maatschappelijke prioriteit die aan milieuproblemen wordt toegekend. Hoe meer aandacht voor milieubelangen, des te minder kolen. Bloei van de wereldhandel leidt daarnaast tot grote wereldwijde stromen van energiedragers waaronder kolen. Bedacht moet worden dat dit het resultaat is van extreme veronderstellingen, zoals vergaande milieudoelstellingen, en dat de technologische ontwikkelingen die op het gebied van kolengestookte elektriciteitsopwekking mogelijk zijn (zoals CO_2-afvang en opslag) in de scenario’s worden veronachtzaamd (Bruggink, 2004). Voor de middenlange termijn is het realistisch dat kolengestookte elektriciteitsopwekking in Nederland min of meer dezelfde rol blijft spelen als nu, puur omdat de elektriciteitsproductie waarschijnlijk niet snel door duurzaam of aardgasgestookte opwekking zal worden overgenomen.

3.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Reductie CO_2-emissie

Met nieuwe technieken zijn nog forse rendementsverbeteringen te behalen. CO_2-afvang biedt de mogelijkheid een grote CO_2-reductie te bereiken, mits lange termijn CO_2-opslag gerealiseerd kan worden (zie factsheet CO_2-afvang, -transport en -opslag). Het reductiepotentieel van nieuwe technologie als KV-STEG en CO_2-afvang en -opslag is afhankelijk van het aandeel kolen in de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking. Verwacht wordt dat de totale elektriciteitsvraag in 2050 ongeveer twee keer zo hoog zal zijn als in 2000, ca. 200 TWh.

Uitgaande van een elektriciteitsvraag van ca. 200 TWh in 2050 en van het huidige aandeel kolen (25%), is de potentiële CO_2-reductie door verbetering van de efficiency bij poederkoolcentrales in 2050 t.o.v. stand van de techniek in 2000 ca. 5 Mton (50 TWh op basis van poederkoolcentrales geeft een CO_2-emissie van ca. 38 Mton). Daarnaast kan toepassing van KV-STEG in plaats van een poederkoolcentrale nog eens ruim 2 Mton CO_2-reductie opleveren. Bij een stringent klimaatbeleid kan CO_2-afvang worden toegepast. Bij toevoeging van CO_2-afvang en opslag aan KV-STEG zou in 2050 additioneel ca. 29 Mton extra CO_2-reductie kunnen opleveren t.o.v. de toepassing van een poederkoolcentrale zonder CO_2-afvang in 2000 (50 TWh op basis van KV-STEG met CO_2-afvang geeft in 2050 een CO_2-emissie van ca. 2 Mton).

De absolute CO_2-reductie zal lager respectievelijk hoger zijn wanneer het aandeel kolen in de elektriciteitsopwekking kleiner dan wel groter is dan nu. Ook hangt de CO_2-reductie uiteraard af van de elektriciteitsvraag in 2050.

Reductie verzurende emissies

De emissie van SO_2 en NO_x door kolengestookte elektriciteitscentrales kan aanzienlijk dalen door rendementsverbetering en kolenvergassingstechnieken. Bij de verwachte rendementsverbetering van poederkoolcentrales daalt de emissiefactor voor SO_2 van 0,60 kg/MWh in 2000 naar 0,52 kg/MWh in 2050. Kolenvergassing leidt tot veel lager emissies, omdat na vergassing diepere ontzwaveling mogelijk is dan bij de rookgassen van een poederkoolcentrale. Een KV-STEG heeft een emissiefactor voor SO_2 van 0,06 kg/MWh in 2000 en 0,05 kg/MWh in 2050. De NO_x-emissie is met name afhankelijk van het type branders. Uitgaande van de toepassing van low-NO_x burners verandert de NO_x-emissie niet in de periode 2000-2050. De emissiefactor voor NO_x van een poederkoolcentrale is ca. 1,2 kg/MWh. Een KV-STEG heeft anno 2000 een emissiefactor voor NO_x van ca. 0,2 kg/MWh. Een rendementsverbetering van de KV-STEG vereist een hogere inlaattemperatuur van de gasturbine en zou tot een hogere NO_x-emissie leiden, maar aangenomen wordt dat deze stijging op een of andere manier kan worden beperkt of gecompenseerd. Bij elektriciteitsopwekking met een 'KV-SOFC' komt door toepassing van de SOFC-brandstofcel amper NO_x-vrij.

3.2.3 Strategisch belang

Kolengestookte elektriciteitsopwekking zal ook in de toekomst een rol blijven spelen. De wereldwijde voorraden van kolen zijn zeer groot en relatief evenwichtig gespreid over diverse exportlanden. Import van kolen geeft minder geopolitieke risico's dan grootschalige import van aardgas. Door efficiencyverbetering en kostendaling kunnen zelfs bij een stijging van de kolenprijs met 60% tussen 2010 en 2050 de elektriciteitsproductiekosten ongeveer gelijk blijven. Een kritische succesfactor is het klimaatbeleid en bijstook van biomassa of de toepassing van CO_2-afvang en opslag als antwoord daarop.

3.3 Maatschappelijke aspecten

3.3.1 Rol nationale industrie

Afhankelijk van het aandeel van KV-STEG op de wereldmarkt, kunnen ook Nederlandse bedrijven een rol spelen zoals NEM (Leiden, afgassenketels, Schelde Engineering and Construction,en Jacobs Engineering Nederland (voorheen Stork/Comprimo). Zij zouden de afgassenketel of de luchtscheidings- of gasreinigingsinstallaties kunnen leveren. Ervaring met de bouw van 'Demkolec' bij Buggenum is niet doorslaggevend, maar wel de positie van Nederlandse bedrijven op het gebied van industriële apparaten.

3.3.2 Invloed Nederlands beleid

Er bestaat een uitgebreid Europees R&D programma voor nieuwe ontwikkelingen in kolengestookte elektriciteitsopwekking. Nederland speelt daarin nu slechts een beperkte rol. Nederland kan met haar kennis van vergassingstechnieken en STEG's wel een bijdrage leveren. Ook zou Nederland sturend kunnen optreden door een beleid te voeren dat de bouw van nieuwe efficiënte kolencentrales in combinatie met CO_2-afvang en opslag stimuleert, zoals via emissiehandel en subsidies voor nieuwe technologie.

3.3.3 Ruimtelijke aspecten

Kolencentrales worden gebouwd aan diep vaarwater en ver van grote bevolkingsconcentraties. Electrabel heeft onlangs te kennen gegeven de locatie in Nijmegen te willen behouden vanwege de aanvoerwegen, koelwatervoorzieningen en aansluiting op het elektriciteitsnet (Ensoc Weekly, 2003). Het ruimtebeslag van een KV-STEG is net als bij poederkoolgestookte centrales ongeveer 6 ha voor een 600 MW centrale.

Een bijkomend voordeel van KV-STEG ten opzichte van een poederkoolcentrale zijn de lage bouwhoogte en de geringe uitloogbaarheid van de vliegslak.

3.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid

Vanuit het oogpunt van voorzieningszekerheid is het gebruik van kolen interessant. Kolen zijn verspreid over de wereld in grote hoeveelheden aanwezig. Nederland beschikt ook zelf over steenkoolreserves, maar deze zijn niet meer economisch winbaar (ook in Duitsland en andere Europese landen worden steeds meer kolenmijnen gesloten).

3.3.5 Maatschappelijke aspecten

Omdat de laatste kolengestookte centrale ca. 10 jaar geleden in gebruik is genomen, is er weinig inzicht in de acceptatie van nieuwe kolencentrales in Nederland. Wel is te verwachten dat kolengestookte centrales op een zekere weerstand kunnen rekenen vanwege de CO_2-emissie en de daarmee in verband gebrachte klimaatverandering. Uit opinie-onderzoek is gebleken dat CO_2-afvang en -opslag de maatschappelijke weerstand zou kunnen verminderen (Turkenburg en Hendriks, 1999).

De CO_2-emissie van een kolengestookte centrale kan worden beperkt door bij- of meestoken van biomassa (zie factsheet Elektriciteit uit biomassa). In het algemeen kunnen nieuwe technieken zoals KV-STEG, bij- of meestoken van biomassa en CO_2-afvang en opslag het imago van kolengestookte elektriciteitsopwekking verbeteren.

3.4 Referenties

Bruggink (2004): *Energiescenario's in relatie tot transitiebeleid: Overzicht en evaluatie*. ECN, Petten, 2004, ECN-C--04-021.

Chiesa et al, 2003: *Co-production of hydrogen, electricity, and CO_2 from coal using commercially-ready technology.* Second Annual Conference on Carbon Sequestration, Washington, May 5-8, 2003.

DWTC/SSTC (2001): *Coal options - Evaluation of coal-based power generation in an uncertain context.* Federal Office for Scientific, Technical and Cultural Affairs in Belgium (DWTC/SSTC) Brussels, 2001.

EnergieNed (2002): *Elektriciteitsproductie en milieu.* EnergieNed, april 2002, p. 7. http://www.energiened.nl.

Ensoc Weekly (2003): Ensoc Weekly, nr. 38, 19 september 2003, p. 1.

Herzog, H. et al (2000): *Capturing greenhouse gases*. Scientific American, 2000. http://script3.ftech.net/~ieagreen/cont_northamerica.php4.

Http://www.assocarboni.it/documenti/convegni%20assocarboni/Relazioni%20CCT%202002/Sala%20Spartivento/221002/11.00/01%20Mendez-Vigo.pdf, Puertollano IGCC Power Plant http://enpov.aeat.com/carnot/case_studies/pdf/Puertollano.pdf.

Http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub_ostc/CG2131/rCG23_en.pdf

Http://www.lanl.gov/projects/cctc/resources/library/bibliography/demonstration/aepg/baepgig_tampaig.html Wabash River Coal Gasification Repowering Project Final Technical Report, August 2000.

Http://www.lanl.gov/projects/cctc/resources/library/bibliography/demonstration/aepg/baepgig_wabriv.html, Http://www.lanl.gov/projects/cctc/factsheets/wabsh/wabashrdemo.html.

IEA (2002): *Energy Policies of IEA Countries, 2002 Review*. IEA, Paris, 2002.

Internetbron 1: *Operational experience of the Puertollano 330 MW IGCC power plant.*

Internetbron 2: *Tampa Electric Polk Power Station IGCC Project*, Final Technical Report, August 2002.

Internetbron 3: *Southern company/EPRI: The PSDF – Commercial Readiness for Coal Power Revisited,* VS.

Internetbron 4: Ruth, L.A.: *Advanced clean coal technology in the USA.* http://www.scilet.com/Papers/MAHT/20_1/MAHT_Ruth.pdf.

Internetbron 5: http://www.natural-resources.org/minerals/CD/docs/regional/unece/grpexperts/Maiello_CoalMarket02.ppt.

Internetbron 6: http://www.princeton.edu/~cmi/events/princeton_oct03.ppt.

Rawls et al (2003): Rawls, P.A., et al: *The financial prospects for a coal-based IGCC plant with carbon capture serving California.* Second Annual Conference on Carbon Sequestration, Washington, May 5-8, 2003.

Scheepers, M.J.J., A.F. Wals, F.A.M. Rijkers (2003): *Position of large power producers in electricity markets of North Western Europe*, ECN, Petten, April 2003, ECN-C--03-003.

Turkenburg, W.C. en C.A. Hendriks (1999): *Fossiele brandstoffen in een duurzame energievoorziening: betekenis van CO_2-verwijdering.* Universiteit Utrecht, NW&S rapport 99032, Utrecht, juni1999.

Ybema R. et al (2002): *Referentieraming energie en CO_2 2001-2010*, ECN/RIVM, 2002, ECN-C--02-010.

4. ELEKTRICITEIT UIT KERNSPLIJTING

4.1 Stand van de techniek

4.1.1 Technologiebeschrijving

Elektriciteitopwekking in kerncentrales maakt gebruik van de energie die vrijkomt bij de splijting van atoomkernen. Het huidige mondiale kernenergiepark bestaat uit 441 reactoren (nuclear power plants), voor het overgrote deel van het LWR (*Light Water Reactor*) type, met een totale capaciteit van zo'n 359 GW_e met een totale elektriciteitsproductie van rond de 2574 TWh (IAEA, 2004). Kernenergie draagt hiermee voor zo'n 17% bij aan de globale elektriciteitsproductie. Er bestaan twee LWR types: de PWR (*Pressurised Water Reactor*) en de BWR (*Boiling Water Reactor*), beide gekoeld door middel van ('gewoon') water (onder druk en kokend, respectievelijk).

Er bestaan nog verschillende andere reactor types, waaronder reactoren die door middel van een gas gekoeld worden. Een voorbeeld van een dergelijk reactortype is de in ontwikkeling zijnde HTR (*High Temperature Reactor*). De PBMR (*Pebble Bed Modular Reactor*) is een type HTR, door helium gekoeld, die als voordeel o.a. zijn kleine en modulaire vermogen heeft. De PBMR behoort tot de zgn. 'vierde generatie' van toekomstige kernreactoren, waarvan het doel is om kernenergie aantrekkelijker te maken ten opzichte van momenteel in gebruik zijnde (tweede generatie) reactoren, in termen van veiligheid, afval, proliferatie en economische aspecten[2].

De inbedrijfname van een PBMR demonstratiecentrale in Zuid-Afrika is gepland in 2009 (zie https://www.pbmr.co.za).

4.1.2 Huidige toepassing

Nederland heeft één in werking zijnde kerncentrale, Borssele (van het PWR type), met een jaarlijkse elektriciteitsproductie van ca. 4 TWh (ongeveer 4% van de totale elektriciteitsvraag in Nederland). Het beleid van het kabinet Paars-II was gericht op het sluiten van Borssele, in 2003. Het kabinet Balkenende-I heeft in haar Strategisch Akkoord aangegeven, vanuit het oogpunt van klimaatbeleid, de kerncentrale langer open te willen houden. Dit impliceert dat de kerncentrale Borssele vermoedelijk tot 2013 (mogelijk langer) in bedrijf zal blijven. Het openhouden van Borssele levert een CO_2-emissiereductie op van zo'n 1,4 Mton per jaar[3] (Ybema et al, 2002).

In het Westen is er sprake van stagnatie van de kernindustrie: terwijl in sommige landen gepland wordt om op termijn de bijdrage van kernenergie aan de nationale energievoorziening af te bouwen, wordt er in andere landen voorzichtig gedacht aan het bouwen van nieuwe centrales in de toekomst. In Azië daarentegen - met name in China en India - worden momenteel verschillende kernreactoren gebouwd, en lijkt kernenergie, naast in deze landen, ook in bijvoorbeeld Japan (met een reeds grote kernindustrie ervaring) een significante lange termijn toekomst te hebben.

---

[2] Eerste generatie kernreactoren waren de prototype reactoren die voornamelijk in de jaren '50 en '60 werden gebouwd. Derde generatie reactoren worden gekenmerkt door evolutionaire verbeteringen ten opzichte van de momenteel in gebruik zijnde tweede generatie reactoren. Gehoopt wordt dat over enkele decennia vierde generatie reactoren op relatief grote schaal gecommercialiseerd kunnen worden (Generation-IV, 2003).

[3] Daarbij is verondersteld dat de kerncentrale 8059 vollast draaiuren per jaar maakt en dat het langer openhouden van de kerncentrale Borssele vooral opwekking met gasgestookte centrales zal vervangen.

4.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

De productie van elektriciteit via kernsplijting heeft de afgelopen decennia aanzienlijke operatie- en rendementsverbeteringen laten zien. De kernindustrie kan vandaag de dag een rijpe industrie genoemd worden. Ontwikkelingen aangaande kernenergie zijn met name gericht op vermindering van de risico's die inherent aan deze optie verbonden zijn. Deze risico's hebben betrekking op radioactief afval, reactorongevallen en het gevaar van proliferatie.

Kernafval

Blootstelling aan de straling van kernafval blijft gedurende millennia levensbedreigend. Langdurige opslag in geologische formaties zal daarvoor waarschijnlijk noodzakelijk zijn. Onzekerheden over de integriteit van containers en de stabiliteit van geologische formaties blijven echter vragen oproepen. Technologische en institutionele oplossingen kunnen het kernafval probleem beter beheersbaar maken. Zo wordt er onderzoek gedaan naar levensduurverkorting van langelevende radioactieve isotopen door middel van transmutatie en naar het gebruik van thorium als energiebron waarbij geen plutonium wordt geproduceerd of dat zelfs samen met plutonium kan worden ingezet. Het gebruik van een andere splijtstofcyclus, bijvoorbeeld één met kweekreactoren, zou de hoeveelheid afval kunnen reduceren, maar de economische verwachtingen hiervan zijn momenteel negatief. Afvalreductie vormt een van de punten van aandacht van het Generation-IV onderzoeksprogramma (Generation-IV, 2003).

Reactorongevallen

Sinds de ongelukken in Free Mile Island (Harrisburg) in 1979 en Tsjernobyl in 1986 is de kans op kernreactor ongevallen niet verdwenen, maar de kans erop is wel kleiner geworden door het toepassen van aanzienlijk veel meer veiligheidsmaatregelen. Tevens is de omvang van mogelijke gevolgen van een ongeval afgenomen doordat de reactorkern door middel van vele beschermingslagen van de buitenwereld wordt gescheiden. De kans op reactorongelukken kan nog kleiner gemaakt worden door een groter gebruik van passieve veiligheidskarakteristieken. Naast evolutionaire ontwikkelingen gebaseerd op bestaande ontwerpen kunnen er meer revolutionaire concepten gehanteerd worden, zoals de HTR, die een hogere inherente veiligheid vertegenwoordigen dan reactoren uit het verleden. Naast het toepassen van fysische eigenschappen waardoor de reactor veel minder gemakkelijk in een oncontroleerbare toestand kan geraken, wordt er bijvoorbeeld in de PBMR een grotere veiligheid verkregen door het type brandstof dat gebruikt wordt, waarin splijtstofdeeltjes in een sferische bal (*'pebble'*) van grafiet zijn opgeslagen.

Ook bij opwerking van gebruikte splijtstof kunnen zich stralingsongevallen voordoen. Verder moet sinds '11 september' aandacht besteed worden aan de kans op terroristische aanslagen, bijvoorbeeld sabotage van de reactor of van de koelbaden buiten de reactor zelf.

Proliferatie

De civiele benutting van kernenergie heeft op meerdere manieren een relatie met het militaire gebruik ervan. Deze relatie betreft nucleaire kennis en onderzoeksfaciliteiten, verrijkingstechnologie, en het produceren van plutonium als splijtstof. De civiele toepassingen hiervan kunnen weglekken naar militaire doeleinden. Er zijn zowel technologische (bijvoorbeeld keuze reactortype of brandstofcyclus) als institutionele mogelijkheden (bijvoorbeeld versterking IAEA) om nucleaire proliferatie risico's te verlagen, maar het is onwaarschijnlijk dat deze risico's ooit geheel voorkomen kunnen worden.

4.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

De kosten van elektriciteit geproduceerd door middel van kernenergie worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten benodigd voor het bouwen van een kerncentrale. De daaruit resulterende elektriciteitskosten blijken sterk afhankelijk te zijn van het land waarin de elektrici-

teit geproduceerd wordt, en blijken ook in tijd te (kunnen) veranderen[4]. Een van de daarachter liggende redenen is de mate waarin een land over is kunnen gaan op standaardisatie van de productie van kernreactoren. De *'overnight'* investeringskosten hebben een vrij grote bandbreedte, maar als centrale waarde kan realistisch 2000 €/kW_e aangenomen worden. Dit bedrag is zo'n 2 tot 4 maal hoger dan de investeringskosten benodigd voor kolen of gasgestookte centrales. In Finland (Olikiluoto) zijn recent de contracten getekend voor de bouw van een nieuwe kerncentrale van het PWR type. De totale kosten van het project liggen nabij de 3 miljard euro. De kerncentrale heeft een vermogen van 1600 MW, hetgeen betekent dat de specifieke investeringskosten rond de 1875 €/kW_e bedragen. Deze nieuwe kerncentrale in Finland moet in 2009 in bedrijf worden genomen (EnsocWeekly, 19 december 2003).

De kapitaalslasten voor kernenergie bedragen uitgaande van 2000 €/kW_e, een economische levensduur van 20 jaar en 8%, en een load factor van 75% (conform Scheepers et al, 2003) 3,1 € ct/kWh. Samen met onderhouds- en bedieningskosten van 1.5 € ct/kWh, inclusief brandstofkosten, betekent dat een kostprijs voor elektriciteit uit kerncentrales van ca. 4,6 € ct/kWh. In vergelijking met kolen en gasgestookte centrales zijn de hoge kapitaalslasten een nadeel, zeker in een liberale markt waarin een hogere investering meer risico betekent.

De concurrentiepositie van kernenergie in de toekomst zal met name afhangen van de mate waarin de kernindustrie, speciaal voor nieuw te ontwikkelen reactortypen, erin zal slagen kostenreducties te verwezenlijken. De concurrentiepositie van kernenergie zal verbeteren wanneer in de toekomst een belasting geheven gaat worden op de emissie van CO_2, dan wel een systeem van emissiehandel wordt geïntroduceerd. Terwijl onderhouds- en bedieningskosten voor kernenergie relatief hoog zijn met betrekking tot vergelijkbare posten voor fossiele brandstof gestookte centrales, zijn brandstofkosten laag voor kernenergie. De kosten van elektriciteit uit kernenergie zijn dan ook nauwelijks afhankelijk van fluctuaties in brandstofkosten (zoals wel het geval is bij olie en aardgas).

Bij kernenergie zijn kosten verbonden aan de gehele splijtstofcyclus, die ook de 'back-end' (verwerken en/of opbergen van kernafval) omvat. Bij reactoren van het type PWR en BWR bestaat de mogelijkheid om gebruikte brandstof, die na verbranding uit de reactor komt, op te werken. De daarbij vrijkomende uranium en plutonium kunnen weer in de splijtstofcyclus worden ingezet. Dit levert een vermindering op van het gebruik van (natuurlijk) uranium en een reductie van het resterende volume langlevend radioactief kernafval. De kosten van de splijtstofcyclus in geval van opwerken zijn echter significant hoger dan in het geval van de zgn. 'once-through cycle'[5]. Deze laatste wordt daarom vooralsnog door veel landen niet toegepast.

4.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

4.2.1 Technisch en economisch potentieel

Op het pad naar duurzaamheid zijn er veel energie opties die een rol zouden kunnen spelen in een duurzame energievoorziening rond het midden van deze eeuw, maar er zijn er weinig die een prominente rol kunnen spelen op weg hiernaartoe tot 2030 (Bruggink en van der Zwaan, 2002). Kernenergie kan uit '*hedging*'-strategie overwegingen in ieder geval voor sommige landen, en voor sommige periodes, een rol spelen in de transitie naar een duurzame energiehuishouding. Daarbij kan kernenergie concurrentie krijgen van elektriciteitsopwekking met kolen of gas en CO_2-afvang en opslag.

De kapitaalintensiteit en bouwtijd van kerncentrales vormen een nadeel voor de concurrentiepositie van kernenergie, met name in een geliberaliseerde omgeving. Levensduurverlenging van

[4] Zie bijvoorbeeld Lako en Seebregts, 1998.
[5] Zie bijvoorbeeld Bunn et al., 2003.

bestaande centrales is echter een aantrekkelijke optie voor goedkope elektriciteitsproductie. Verbetering van marktprestaties op lange termijn zal ook afhangen, zoals gezegd, van de fiscale aanpak van externe effecten van fossiele brandstoffen (bijvoorbeeld een CO_2-heffing).

In de SRES scenario's van de IPCC varieert het mogelijke aandeel nucleair in het totale primaire energieverbruik in 2050 sterk, nota bene voor OECD-landen, van een verwaarloosbare rol tot een bijdrage van bijvoorbeeld 20% (IPCC, 2000). Wanneer dit allemaal nucleaire elektriciteitsopwekking betreft, dan zou het aandeel nucleair in de brandstofmix van elektriciteitsopwekking nog enkele malen hoger zijn, gezien elektriciteitsgebruik momenteel ongeveer een derde van alle energieverbruik vertegenwoordigt. Een verklaring kan zijn dat kernenergie in lange-termijn scenario's met een hoog aandeel nucleair ook gebruikt wordt voor de productie van waterstof.

4.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Verwacht wordt dat de elektriciteitsvraag in Nederland in 2050 jaarlijks rond de 200 TWh zal bedragen (Jeeninga et al., 2002). Kernenergie kan een rol spelen in de reductie van CO_2- en verzurende emissies (van der Zwaan, 2002). Naast hoeveel kernenergie er ingezet gaat worden, en daarmee het aandeel dat kernenergie in de elektriciteitsopwekking zal vertegenwoordigen, zal de potentiële emissiereductie van kernenergie sterk afhankelijk zijn van de technologie voor elektriciteitsopwekking die met de inzet van kernenergie wordt vervangen (zie Tabel 4.1, uit Jeeninga et al., 2002). In deze tabel is aangenomen dat kernenergie in 2050 in een aandeel van 10% van de nationale elektriciteitsconsumptie zal voorzien.

Tabel 4.1 *Potentiële emissiereductie door elektriciteitsopwekking uit kernsplijting in 2050 (verondersteld dat kernenergie in 2050 in 10% van de nationale elektriciteitsconsumptie zal voorzien)*

Emissiereductie bij vervanging van:	CO_2 [Mton]	NO_x [kton]	SO_2 [kton]
Poederkoolcentrale	13	24	10
Gasgestookte STEG	6	3	0
KV STEG met CO_2-afvang	1	4	1

4.2.3 Strategisch belang

Bepalend voor de toekomst van kernenergie op lange termijn is de vooruitgang die geboekt kan worden in de vermindering van de risico's van kernenergie, zoals in Paragraaf 1.1.3 beschreven. Daarnaast spelen de concurrentiepositie van kerncentrales in de elektriciteitsmarkt (Paragraaf 1.2.1), de beschikbaarheid van nucleaire brandstofvoorraden (zie beneden), en het maatschappelijk draagvlak (zie Paragraaf 1.3.5) een rol. Ook van belang is of er tijdig een omschakeling kan plaatsvinden van een stagnerende industrie gericht op unieke lokale constructies naar een groeiende industrie gericht op centrale fabricage van standaardmodules.

Nucleaire brandstofvoorraden

Met name gegeven de zwakke wereldmarkt voor kerncentrales vormen de beschikbare uraniumreserves geen limiterende factor voor kernenergie. Onder omstandigheden van forse groei zou de situatie pas na enkele decennia wezenlijk veranderen. Door de geringe afhankelijkheid van de concurrentiepositie van kerncentrales van brandstofprijzen zijn er ruime mogelijkheden voor voortgaande exploitatie van minder toegankelijke uraniumvoorraden, en is opwerken van gebruikte brandstof voorlopig niet noodzakelijk.

4.3 Maatschappelijke aspecten

4.3.1 Rol industrie

Naast Borssele heeft Nederland nog andere nucleaire installaties. Zo voorziet NRG in Petten het merendeel van de ziekenhuizen in Europa van isotopen voor medisch gebruik, en URENCO levert een belangrijk aandeel in de mondiale markt voor verrijkt uranium. NRG doet ook onderzoek naar aspecten van nucleaire elektriciteitsopwekking, zoals afvalverwerking. Bij het IRI in Delft wordt tevens onderzoek gedaan op nucleair gebied. De toekomstige rol van deze installaties zal ook de toekomst van kernenergie in Nederland kunnen beïnvloeden.

4.3.2 Invloed van Nederlands beleid

De mogelijkheid om door beleid op nationaal niveau veel invloed uit te oefenen op de ontwikkeling van kernenergie wereldwijd is beperkt, o.a. omdat kernenergie in Nederland nu zo'n geringe bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening levert. Dit is overigens niet uniek voor Nederland. Ook veel andere landen zijn, zelfs indien deze een grotere bijdrage van kernenergie bezitten (zoals Finland en Zwitserland), niet groot genoeg om een zelfscheppende nucleaire industrie in stand te kunnen houden. De toekomstige rol van kernenergie in Nederland moet dus in het licht gezien worden van wat er zich op internationaal gebied voor ontwikkelingen zullen voordoen. Landen zoals Nederland kunnen wel een bescheiden bijdrage (blijven) leveren aan de bouw en exploitatie van kernreactoren, en het doen van onderzoek op kernenergiegebied.

4.3.3 Ruimtelijke aspecten

De risico's met betrekking tot reactorongevallen maken het nodig bij het bouwen van kerncentrales rekening te houden met de afstand tot steden en dergelijke. Gezien de toegenomen inherente veiligheid van huidige en toekomstige centrales is dit echter een factor die in belang heeft afgenomen. De ruimte die nodig is voor tijdelijke bovengrondse opslag van radioactief afval is beperkt. Op langere termijn wordt verwacht dat ondergrondse berging, al dan niet terughaalbaar, de beste oplossing voor het radioactieve afval is. Het gaat bij kernenergie meestal niet om erg grote volumina, maar de veiligheidsmaatregelen die opberging kenmerken zijn uniek en hebben grote maatschappelijke relevantie.

4.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Elektriciteitsopwekking met behulp van kernsplijting heeft een positief effect op de voorzieningszekerheid van de elektriciteitsvoorziening. De grote spreiding van uranium voorkomens beperkt de geopolitieke risico's van beschikbaarheid van brandstof.

4.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Er bestaat momenteel onvoldoende maatschappelijk draagvlak voor kernenergie in veel Westerse landen. Naarmate de gevolgen van broeikasemissies duidelijker worden, en meer ervaring wordt opgedaan met grootschalige introductie van duurzame bronnen, kan de publieke waardering van de inherente risico's van kernenergie geleidelijk veranderen (Sailor et al., 2000). Ook een andere houding t.a.v. kernenergie in bijvoorbeeld Aziatische landen kan op de langere termijn gevolgen hebben voor het maatschappelijk draagvlak in Europa en Noord-Amerika.

4.4 Referenties

Bruggink, J.J.C. and B.C.C. van der Zwaan (2002): *The role of nuclear energy in establishing sustainable energy path*. International Journal of Global Energy Issues, vol.18, 2/3/4, 2002.

Bunn, M., S. Fetter, J.P. Holdren, B. van der Zwaan (2003): *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Project on Managing the Atom, Harvard University, Cambridge MA, forthcoming, 2003.

EnsocWeekly, 19 december 2003: *'Siemens, Framatome bouwen kernreactor'*

Generation-IV (2003): http://gen-iv.ne.doe.gov.

IAEA, (2004): http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html, geraadpleegd februari 2004

IPCC, (2000): *Special Report on Emissions Scenarios (SRES).* International Panel on Climate Change.

Jeeninga, H., Kroon, P., Weeda, M., Wunnik, T., van, Kipperman (2002): *Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050: evolutie of revolutie?* ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-078.

Lako, P., A.J. Seebregts (1998), *Characterisation of power generation options for the 21st century*. ECN, Petten, December 1998, ECN-C--98-085.

Sailor, William C., David Bodansky, Chaim Braun, Steve Fetter and Bob van der Zwaan (2002): *A Nuclear Solution to Climate Change?* Science, Vol. 288, 19 May 2000, pp. 1177-1178.

Scheepers, M.J.J., A.F. Wals, F.A.M. Rijkers (2003): *Position of large power producers in electricity markets of North Western Europe.* ECN, Petten, April 2003, ECN-C--03-003.

Zwaan, B.C.C. van der (2002): 'Nuclear Energy: Tenfold Expansion or Phaseout?', *Technological Forecasting and Social Change*, 69, 287-307, 2002.

Ybema, J.R.; Harmsen, R.; Groot, A.T.J.; Daniels, B.W.; Jeeninga, H., Wijngaart, R. van den; Annema, J.A. (2002): *Effecten van beleidswijzigingen Strategisch Akkoord op energiebesparing: duurzame energie en CO_2-emissies in 2010.* ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-046.

5. ELEKTRICITEIT UIT BIOMASSA

5.1 Stand van de techniek

5.1.1 Technologiebeschrijving

Indeling in categorieën
De installaties om elektriciteit te produceren uit biomassa zijn in te delen in een aantal hoofdcategorieën en subcategorieën.

- installaties voor de inzet van biomassa in kolen- en gascentrales:
  - meestoken van zuivere biomassa
  - bijstoken van mengstromen
- zelfstandige biomassa installaties:
  - verbrandings-, vergassings- en pyrolyse-installaties
  - vergistingsinstallaties
- afvalverbrandingsinstallaties.

Korte beschrijving van de categorieën
Bij de inzet van biomassa in kolencentrales wordt in de praktijk veelal gebruik gemaakt van brandstoffen die op eenvoudige wijze mee te stoken zijn via de kolenband. Het betreft daar veelal specifieke zuivere biomassastromen zoals olijfpitten, cacaodoppen, diermeel of speciaal geprepareerde hout- en/of papierpellets. Voor vervuilde niet-zuivere biomassastromen, voor stromen die niet zo eenvoudig mee te stoken zijn en bij de inzet van biomassa in gasgestookte centrales wordt er vaak gebruik gemaakt van een voorgeschakelde vergasser. In dat geval wordt er gesproken over bijstoken.

Bij de zelfstandige biomassa-installaties gaat het op dit moment veelal om kleinschalige verbrandingsinstallaties die overwegend lokaal hout uit bossen, plantsoenen of landschap inzetten. Er zijn verschillende brandstof-technologiecombinaties mogelijk: naast houtachtige producten kan bijvoorbeeld ook kippenmest worden ingezet en naast verbranding zijn er ook ontwikkelingen op het gebied van vergassing en pyrolyse[6] (Ruijgrok en van Sambeek, 2003a).

Daarnaast zijn er nog enkele vergistingsinstallaties in Nederland. Hierbij gaat het vooral om de winning van stortgas en gistingsgas bij Rioolwater Zuiverings Installaties (RWZI's) en Industriele Afvalwater Zuiveringsinstallaties (AWZI's). Dit gas wordt in gasmotoren als brandstof ingezet wordt om elektriciteit te produceren. Daarnaast vind er op beperkte schaal nog vergisting van GFT en (co-)vergisting van mest plaats.

Tenslotte zijn er nog de AfvalVerbrandingsInstallaties (AVI's) waarvan er in Nederland 11 operationeel zijn. Bij al deze installaties wordt de vrijkomende warmte nuttig gebruikt, bij 10 is er sprake van elektriciteitsopwekking. Hoewel er geen juridische basis is voor het benutten van de vrijkomende energie, is dit wel de gangbare praktijk in Europa. In Nederland wordt 50% van de opgewekte elektriciteit als duurzaam beschouwd, omdat ca. 50% van het verwerkte afval van biogene oorsprong is.

[6] Pyrolyse is een proces waarbij houtachtige biomassa onder afwezigheid van zuurstof bij een temperatuur van ca. 400-600 ºC omgezet wordt in een mix van houtskool, pyrolyse-olie en brandbare gassen. Vergassing vindt plaats bij een hogere temperatuur (ca. 850 °C) en onder een (beperkte) toevoer van lucht of zuurstof. Het voornaamste product bij vergassing is een midden- tot hoogcalorisch gas.

5.1.2 Huidige toepassing

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de elektriciteitsproductie uit biomassa in 2002. De elektriciteitsproductie in kolencentrales is het grootst, in totaal gaat het naar schatting om zo'n 160 MW_e (Ruijgrok en van Sambeek, 2003b). Het totale geïnstalleerde productievermogen aan kleinschalige verbrandingsinstallaties bedraagt ca. 30 MW_e. Daarbij gaat het om drie zeer kleine installaties van ca. 1 MW_e en een grotere van 25 MW_e (Cuijk). Het aantal stortplaatsen in exploitatie is de laatste tien jaar sterk gedaald, zodat na verloop van jaren ook de stortgasproductie terug zal lopen. Bovendien is er een trend waarbij de organische fractie in het afval afneemt. Eind 2001 waren er nog 32 stortplaatsen in exploitatie. Wat de AWZI's en RWZI's betreft gaat het om ca. 200 installaties die in Nederland in bedrijf zijn (Koppejan, 2001). Verder zijn er nog enkele mest- en GFT-vergistingsinstallaties in bedrijf (Joossen, 2002).

Tabel 5.1 *Elektriciteitsproductie uit biomassa in 2002 (Joosen, 2003)*

	Elektriciteitsproductie [GWh]
AVI's	971
Inzet in kolencentrales	1082
Zelfstandige installaties	
• verbranding	178
• vergisting:	
AWZI	18
RWZI	123
Mest	0,3
GFT	1
Stortgas	162
Totaal	2535

5.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Op de vergassings- en pyrolyse-installaties na gaat het bij alle (sub)categorieën om uitontwikkelde technologieën die onder voorwaarden op commerciële wijze te bedrijven zijn.

Voor de inzet van biomassa in kolencentrales bestaat op dit moment een duidelijke voorkeur voor de meestookroute waarbij de kapitaalsrisico's relatief gering zijn en de brandstofinput weinig technische risico's oplevert voor de centrale. Afhankelijk van de kwaliteit van de brandstof, zullen er slechts in beperkte mate operationele problemen optreden. Deze problemen zijn o.a.

- problemen met de aanvoerkwaliteit, de voorbehandeling (inclusief het vermalen met gevaar van stofexplosies) en de voeding naar de branders,
- potentiële problemen met de capaciteit van diverse componenten, zoals de vliegasventilatoren, de vliegasreinigingssectie, het gipsafvoersysteem, de luchtvoorverwarmers e.d.,
- potentiële problemen in de ketel: hoge temperatuur corrosie, slakvorming, vervuiling en erosie (door as),
- potentiële problemen met de kwaliteit van de vloeibare afvalstromen (waswater) en vaste bijproducten (vliegas, gips).

Hoewel er de nodige aandacht gegeven dient te worden aan de oplossing van deze problemen, gaat het hierbij niet om fundamentele ontwikkelingen en kan er is er slechts in beperkte zin nog sprake van nieuwe ontwikkelingen. Het concept waarbij biomassa middels separate vergassing of pyrolyse bijgestookt wordt is veel minder ver ontwikkeld en er zijn nog substantiële R&D-inspanningen nodig om dit concept te ontwikkelen tot een commerciële en betrouwbare technologie.

Ontwikkelingen op gebied van kleinschalige vergassing en pyrolyse gaan niet erg snel omdat ontwikkelaars en investeerders geen duidelijk perspectief hebben voor commerciële toepassing

van kleinschalige installaties op de langere termijn. Wat daarbij o.a. speelt zijn de strenge emissie-eisen en stringente eisen aan bijv. de opslag van specifiek risicomateriaal (bijv. in geval van een brandstofmix die bestaat uit kippenmest en diermeel).

In de jaren 90 was er duidelijk sprake van technologische ontwikkelingen om te komen tot een betere installatie voor het verbranden van afval. Daarbij ging het om zaken als bedrijfszekerheid, efficiency, kosten en milieu. Op dit moment is dat veel minder het geval, mede ook omdat het aantal leveranciers voor AVI-systemen krimpende is. Wel is er nog aandacht voor vermindering van de exploitatiekosten door verbeteren van de bedrijfsvoering. Door schaalvergroting (meerdere lijnen en vergroting van de capaciteit per lijn) is nog wel een kostenreductie mogelijk.

5.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Kolencentrales zetten op dit moment vooral biomassa in via de meestookroute. Daarvoor zijn betrekkelijk weinig investeringen nodig. Op de lange termijn zou de bijstookroute belangrijker kunnen worden. De investeringskosten daarvoor zijn hoger, maar dit wordt gecompenseerd door lagere (of zelfs negatieve) brandstofkosten omdat ook gemengde afvalstromen ingezet kunnen worden. In het kader van de MEP is door ECN en Kema een referentie-installatie gedefinieerd voor het meestoken van houtpellets. De investeringskosten daarvoor bedragen 590 €/kW$_e$ bij een brandstofprijs van 6,5 €/GJ. Het conversierendement van de kolencentrale zal door de inzet van biomassa iets dalen en is bij de referentie-installatie op 37,5% vastgesteld. Voor de bijstookroute geldt een investeringsniveau van 2380 €/kWe bij brandstofkosten van -3 €/GJ. Het rendement ligt daar iets lager op 31,5%.

In vergelijking met opties voor de inzet van biomassa in grootschalige installaties ligt het conversierendement van kleinschalige installaties relatief laag. Voor elektriciteit ligt dit in de range tussen 15 en 30%. Het totale conversierendement kan hoger liggen als naast elektriciteit ook warmte wordt geleverd. Een verbetering van het rendement lijkt op termijn mogelijk, maar hangt o.a. af van het tempo van marktimplementatie en het niveau van investeringskosten. In het kader van de MEP is door ECN en Kema een tweetal referentie-installaties gedefinieerd voor het meestoken van houtchips. De investeringskosten voor een Bio-WKK-installatie met een maximum vermogen van 5 MW$_e$ bedragen 4000 €/kWe. Voor een wat grotere installatie met een maximum vermogen van 30 MW$_e$ zijn die kosten 2900 €/kW$_e$. Het elektrisch rendement van een bio-WKK-installatie van 5 MW$_e$ of 30 MW$_e$ is respectievelijk 20% en 30% (zie voor thermisch rendement Bijlage A).

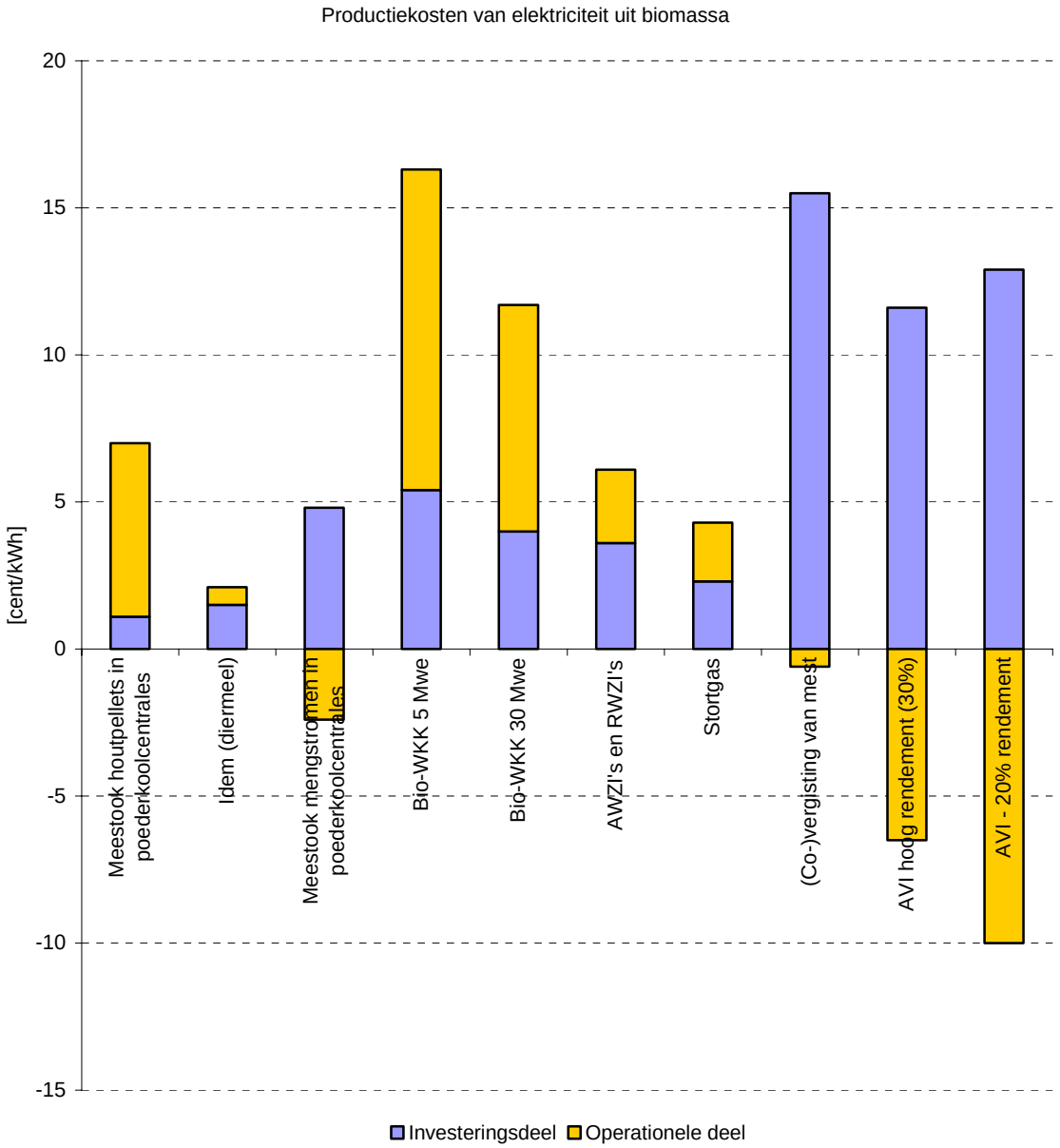
Voor de vergistingopties lopen de investeringskosten uiteen van 1000 €/kW$_e$ voor stortgas tot 7450 €/kWe voor het (co-) vergisten van mest.

De huidige AVI's hebben een gemiddeld rendement van energieopwekking van 22,2%. Een nieuw te bouwen zogenaamde 'hoog rendement AVI' haalt een elektrisch rendement van 30% (VVAV, 2002) De investeringskosten bewegen zich tussen de 6478 €/kW$_e$ voor een hoog rendement AVI en 7200 €/kW$_e$ voor een AVI met een elektrisch rendement van 20% (Peiffer en de Lange, 2003). De hoog rendement AVI laat lagere investeringskosten zien uitgedrukt in €/kW$_e$ in verband met het hogere rendement (30% versus 22%). Uitgedrukt in €/ton verwerkingscapaciteit of in €/kW$_{th}$ input is de HR-AVI duurder.

In Bijlage A worden kengetallen gegeven voor AVI's en de inzet van biomassa bij elektriciteitsopwekking. In Figuur 5.1 zijn op basis van de kengetallen de productiekosten van elektriciteit bij de verschillende opties grafisch weergegeven. Daarbij zijn de productiekosten opgesplitst in een investeringsdeel en een operationeel deel (inclusief de brandstofkosten). In sommige gevallen is er sprake van negatieve operationele kosten als gevolg van negatieve brandstofprijzen. Dit is bijvoorbeeld bij afvalverbrandingsinstallaties het geval, maar komt ook voor bij de verwerking van mengstromen of mest. In dat geval is de resulterende kostprijs de resultante van de

twee kolommen. In alle andere gevallen zijn zowel de kosten van het operationele deel als van het investeringsdeel positief en zijn ze reeds 'gestapeld', zodat de kostprijs meteen uit de figuur kan worden afgelezen.

De warmte is gewaardeerd als zijnde vermeden brandstofkosten met een waarde van 0,12 €/m^3 aardgas (conform MEP-aannames) en als inkomstenpost meegenomen in de cash-flow berekening waarmee de productiekosten bepaald worden. Alle uitgangspunten zijn gelijk aan advisering over de MEP-tarieven 2004-2005 (Sambeek et al, 2003a en Sambeek et al, 2003b).



Figuur 5.1 *De productiekosten van elektriciteit uit biomassa*

Uit de figuur valt af te leiden dat met name elektriciteitsopwekking door middel van het mee- en bijstoken van diermeel en mengstromen in centrales en de opwekking van elektriciteit in een afvalverbrandingsinstallatie (20% rendements AVI) productiekosten kennen die nauwelijks hoger zijn dan de commodity-prijs die momenteel voor elektriciteit betaald wordt (zo'n 3 € ct/kWh).

5.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

5.2.1 Technisch en economisch potentieel

In het kader van het 'biomassa transitieproject' zoals dat in 2003 uitgevoerd is als een van de vier transitieprojecten waarin EZ het voortouw genomen heeft, is door een aantal partijen gekeken naar de rol die biomassa in onze samenleving in 2040 in zou kunnen nemen (EZ, 2003). Een ambitieus niveau dat uitgaat van een vervanging van 30% van de primaire energievraag door biomassa lijkt daarbij realistisch.

In het document 'Biomassa 2040 - De groene motor voor de Nederlandse kenniseconomie' wordt een overzicht gegeven van de realiseerbaar geachte wereldwijde beschikbaarheid van biomassa in 2050. Het gaat daarbij om een realiseerbaar geachte range van 200 tot 700 EJ. Overigens is die 200 tot 700 EJ per jaar waarschijnlijk erg hoog. In de World Energy Assessment (WEA, 2000) wordt een range van 100 tot 300 EJ per jaar genoemd. Ter vergelijking: volgens de Shell-scenarios ligt het wereldenergieverbruik in 2050 tussen de 850 en 1100 EJ. De beschikbaarheid in Nederland is geen probleem als andere landen zich niet grootschalig tot biomassa zouden wenden. Biomassa zou dus een aanzienlijk deel van de brandstofinzet kunnen leveren. Voor een goede inschatting van het risico dat er wel een aanbodprobleem voor biomassa kan ontstaan is er daarom van uitgegaan dat het ambitieniveau in de wereld op een zelfde niveau ligt als in Nederland. Een percentage biomassa van 30% betekent dan 250-330 EJ wereldwijd en dat ligt in de realiseerbaar geachte rang van de wereldwijde beschikbaarheid van biomassa, al is het ambitieus te noemen. In Nederland komt een percentage van 30% biomassa neer op zo'n 1100 PJ in 2040 bij een totale primaire energiebehoefte van zo'n 3600 PJ.

De bijdrage van Nederlandse productie van biomassa aan een internationale biomassamarkt zal altijd kleiner zijn dan 1100 PJ. Ter vergelijk kan worden gezegd dat wanneer alle Nederlandse landbouwgrond beschikbaar in 2000 zou worden aangewend voor de teelt van biomassa, er nog slechts circa 2/3 van deze 1100 PJ in Nederland geproduceerd zou kunnen worden. Uiteraard zullen er ook allerlei reststromen zijn, maar aan de andere kant is het niet te verwachten dat een aanzienlijk deel van de Nederlandse landbouwgrond voor biomassateelt beschikbaar komt. In de Marsroutestudie (2000) wordt voor 2010 uitgegaan van een beschikbaar potentieel aan biomassa van 25 PJ (vnl. reststromen) en aan afval van 82 PJ. Veel hangt dus af van de beschikbaarheid van landbouwgrond voor het telen van biomassa. Bij geïmporteerde biomassa zal het vooral gaan om houtchips en pellets op basis van geteelde biomassa en reststromen uit bosbouw.

Afhankelijk van de inzet van biomassa voor alternatieve toepassingen (transportbrandstoffen, grondstoffen) zou een aandeel biomassa van 30% voor de elektriciteitsproductie neerkomen op 15-45% op basis van biomassa.

In het kader van het kolenconvenant hebben de eigenaren van de kolencentrales zich verplicht om een hoeveelheid biomassa in te zetten die overeenkomt met een vermogen van 503 MW_e in 2010. De verwachting is dat het grootste deel van dit convenant ingevuld zal gaan worden via de meestookroute. Het potentieel van de meestookroute wordt bepaald door de aanwezigheid van de kolencentrales in Nederland en de vraag tot welk percentage meestoken van biomassa mogelijk is. In de praktijk wordt gerekend met een maximum van 10-20%, al wordt er onderzoek gedaan om hogere percentages mogelijk te maken. Voor de bijstookroute geldt een minder grote afhankelijkheid van kolencentrales, omdat deze ook gekoppeld kan worden aan gasgestookte centrales.

De algemene verwachting is dat het meestoken van biomassa een rol zal blijven spelen zolang er poederkoolcentrales in bedrijf zijn. Hoewel de grootschalige inzet van zuivere biomassa in stand-alone verbrandingsinstallaties niet uitgesloten is, is de verwachting dat dit alleen dan zal plaatsvinden wanneer de inzet van de bijstookoptie middels de vergassingsroute niet grootscha-

lig geïmplementeerd zal gaan worden. Gegeven de mogelijkheid tot import van houtachtige biomassa vormt het technisch potentieel in eerste instantie geen knelpunt en zal de inzet vooral bepaald worden door niet-technische (economische) factoren.

Het technisch potentieel van zelfstandige (kleinschalige) installaties is groot en het type installaties zou goed passen in een energiehuishouding waar decentrale opwekking een belangrijke rol speelt. De implementatie hangt echter sterk af van financieel-economische overwegingen waarbij vooral het nuttig gebruik van warmte (bio-WKK-optie), de beschikbaarheid van reststromen als brandstof en allerlei zaken rondom vergunningen en emissiebeleid een belangrijke rol spelen. Wanneer de voornaamste brandstof zal bestaan uit geïmporteerde houtachtige biomassa lijkt het gezien de schaalvoordelen aannemelijker dat deze in grootschalige installaties ingezet zullen worden.

In de afvalverwerkingssector zijn er op EU-niveau een tweetal trends waarneembaar, die bepalend zijn voor de toekomst van afvalverbranding: de liberalisering/harmonisering van de Europese afvalmarkt en de afnemende stortcapaciteit i.v.m. regelgeving op gebied van milieu. Hoewel er initiatieven zijn om afvalfracties te hergebruiken of zo hoogwaardig mogelijk toe te passen zal de hoeveelheid afval in de komende jaren eerder toe- dan afnemen. Vanuit dit kader zien de meeste EU-landen zich genoodzaakt om de AVI-capaciteit uit te breiden. Vanuit financieel-economische overwegingen is het daarbij altijd aantrekkelijk om de geproduceerde warmte nuttig toe te passen. In de meeste gevallen gaat het daarbij om elektriciteitsopwekking. In (Pfeiffer en de Lange, 2003) wordt beargumenteerd dat het daarbij zonder aanvullend beleid vooral zal gaan om AVI's met een elektrisch rendement van ca. 20%. Een indicatieve inschatting voor de lange termijn is dat hooguit een verdubbeling van de huidige verwerkingscapaciteit plaats zou kunnen vinden op basis van het in Nederland geproduceerde afval. Deze schatting ligt ook in lijn met de huidige uitbreidingsplannen.

5.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Verwacht wordt dat de elektriciteitsvraag in Nederland in 2050 rond de 200 TWh zal bedragen (Jeeninga et al, 2002). Afhankelijk van het aandeel biomassa in de brandstofmix voor de elektriciteitsopwekking kan een CO_2-reductiepotentieel worden berekend. In Tabel 5.1 is als voorbeeld genomen een aandeel van 15% respectievelijk 45%. De potentiële additionele CO_2-reductie van de inzet van biomassa is zeer sterk afhankelijk van de technologie voor elektriciteitsopwekking die met de inzet van biomassa wordt vervangen (zie Tabel 5.2).

Tabel 5.2 *Potentiële additionele CO_2-reductie door de inzet van biomassa voor elektriciteitsopwekking*

CO_2-reductie in Mton bij vervanging van	Aandeel biomassa	
	15%	45%
poederkoolcentrale	20	59
gasgestookte STEG	9	28
KV STEG met CO_2-afvang	1	3

In 2002 bedroeg de elektriciteitsproductie van AVI's bijna 1 TWh. Wanneer de verwerkingscapaciteit van AVI's op langere termijn hooguit verdubbeld wordt dit maximaal 2 TWh. Met de bouw van nieuwe AVI's en een mogelijke verbetering van het elektrisch rendement van 22 naar 30% wordt dit maximaal 2,6 TWh. Bij een elektriciteitsproductie door AVI's van 2 TWh, is de CO_2-reductie t.o.v. van opwekking met een nieuwe gasgestookte STEG in 2050 ca. 0,6 Mton.

Voor verzurende emissies kan de inzet van biomassa voor elektriciteitsopwekking minder positief zijn. Ten opzichte van kolen bevat biomassa minder zwavel en kan biomassa bijstook in kolencentrales leiden tot lagere SO_x-emissies. Maar wanneer er geen low-NO_x branders beschikbaar zijn die geschikt zijn voor verbanding van biomassa zal de NO_x uitstoot hoger zijn. Voor

NO_x geldt een nationaal emissiehandel systeem voor grote bronnen, zoals elektriciteitscentrales. Wanneer elektriciteitscentrales door bijstook van biomassa meer NO_x uitstoten moet dat elders gecompenseerd worden. In het algemeen geldt voor verzurende emissies dat wanneer biomassa kolen vervangt dit per saldo een gunstig effect heeft (minder verzurende emissies)en wanneer biomassa aardgas vervangt dit per saldo een negatief effect heeft (meer verzurende emissies).

Een hoog aandeel biomassa kan tot problemen leiden ten aanzien van de samenstelling van de vliegas, waardoor deze niet geschikt is voor verdere verwerking in bijvoorbeeld bouwmaterialen. Biomassaverbranding leidt tot meer fijn stof emissie.

Bij vergassing van biomassa kunnen verzurende en verontreinigende stoffen al in het vergassingsproces worden verwijderd. Afhankelijk van de zuiverheid van de biomassa, kunnen wel sterk vervuilde residuen over blijven.

Tot slot kan de teelt en het transport van biomassa ook tot de nodige milieueffecten leiden (luchtverontreinigende emissies, geluidshinder, veiligheid, gebruik chemicaliën, aantasting biodiversiteit).

5.2.3 Strategisch belang

Biomassa kan voor vele toepassingen ingezet worden. Naast elektriciteitsproductie kan biomassa ingezet worden om vloeibare of gasvormige brandstoffen of grondstoffen te produceren. Meerdere routes zijn mogelijk en er zijn nog vele keuzemogelijkheden. Op dit moment wordt biomassa vooral ingezet voor elektriciteitsopwekking, wat voornamelijk terug te voeren is op de aanwezige stimulansen. De recent van kracht geworden Europese richtlijn t.a.v. transportbrandstoffen zou voor een eerste concurrerende optie kunnen zorgen. Hoewel er op dit moment nog geen sprake is van beperkingen ten aanzien van de biomassabeschikbaarheid kan de toenemende inzet van biomassa wel leiden tot zekere lock-in effecten. Er wordt immers een infrastructuur opgebouwd voor de productie van elektriciteit en biobrandstoffen uit biomassa. Waarschijnlijk zou het uit oogpunt van lange termijn milieugevolgen en kostenvoordelen uiteindelijk wenselijk zijn om cascadering toe te passen bij de inzet van biomassa. Indien om welke redenen dan ook de inzet van biomassa voor de materiaalvoorziening (nog) niet van de grond komt, leidt de korte termijn nadruk op rechtstreekse inzet in de energievoorziening tot suboptimalisatie. De inzet voor grondstoffen komt dan moeilijker of later op gang. Het mogelijk belang van cascadering bij de inzet van biomassa, eerst nuttig gebruik voor materialen en pas daarna inzet in de elektriciteitsvoorziening, zou aanleiding kunnen zijn om de inzet van biomassa in de energievoorziening zoals realiseerbaar geacht uit oogpunt van beschikbaarheid toch minder ambitieus te stellen uit oogpunt van cascaderingsoverwegingen.

5.3 Maatschappelijke aspecten

5.3.1 Rol industrie

In Nederland zijn er een aantal actoren actief op gebied van biomassa voor elektriciteitsopwekking. De belangrijkste zijn wellicht de eigenaren van een aantal kolencentrales en stand-alone units (Essent, Electrabel, Nuon). Daarnaast spelen de eigenaren van de twaalf Nederlandse afvalverbrandingsinstallaties een belangrijke rol. Van alle afval die door de AVI's verwerkt wordt bestaat ca. 50% uit biogeen materiaal, zodat de helft van de elektriciteit uit AVI's meetelt voor de Nederlandse doelstelling.

Een andere groep actoren is meer actief op R&D-gebied. Naast TNO waar vooral toepassingsgericht onderzoek gedaan wordt speelt ook ECN een belangrijke rol als technologieontwikkelaar. Verder doet een aantal Wageningse instellingen onderzoek en advieswerk dat gericht is op de biomassa aanbodkant. Het gaat daarbij om instituten als: ATO, IMAG, Alterra, PRI en de

Universiteit Wageningen. Verder is er nog een aantal andere universiteiten actief op biomassa-gebied, waaronder Universiteit Utrecht, de TU Twente en de TU Eindhoven.

Tenslotte zijn er nog een aantal bedrijven die meer op de implementatie gericht zijn, zoals BTG en Host die zich vooral richten op het bouwen en installatie van kleinschalige biomassa-installaties. Ook verschillende technisch consultancy en ingenieursbureaus houden zich bezig met biomassa in de elektriciteitsopwekking.

5.3.2 Invloed van Nederlandse beleid

Voor vrijwel alle technologieën geldt dat de internationale ontwikkelingen van doorslaggevend belang zullen zijn. Een Nederlandse sturing kan wel van invloed zijn op de mate waarin Nederland een rol speelt in deze ontwikkelingen. Daarbij liggen vooral kansen op het gebied van vergassing en het mee- en bijstoken van biomassa, omdat Nederland daar een relatief goede uitgangspositie heeft.

5.3.3 Ruimtelijke aspecten

De technische conversie-installaties als zodanig stellen geen andere eisen aan de ruimtelijke inrichting van Nederland dan de huidige praktijk bij fossiele elektriciteitsopwekking. De brandstofvoorziening (biomassa) heeft wel een duidelijke impact op de ruimtelijke inrichting. Dit kan zich uiten door andere gewassen in de Nederlandse landbouw en ook kan een andere exploitatie van bossen, natuur en landschap om biomassa te verkrijgen effect hebben op de wijze waarop deze entiteiten geïntegreerd zijn in de ruimtelijke inrichting. Anderzijds is het reëel om te veronderstellen dat de hoeveelheid beschikbare biomassa in Nederland beperkt is en dat dientengevolge een groot deel van de biomassa vanuit het buitenland geïmporteerd zal worden.

5.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Door de toenemende inzet van biomassa is er sprake van brandstofdiversificatie en neemt de afhankelijkheid van olie en gas af. Biomassa heeft dus een positief effect op de voorzieningszekerheid. Op dit moment is de bijdrage aan de energievoorziening echter nog zeer beperkt. Pas als biomassa op zeer grote schaal ingezet gaat worden, zal er een nieuwe wereldmarkt voor biomassa ontstaan en zal een groot deel van de biomassa van buiten de EU komen. Hoewel de afhankelijkheid van olie en gas daarmee gereduceerd wordt kan daarmee wel een nieuwe afhankelijkheid gecreëerd worden.

5.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Biomassa wordt veelal gezien als een duurzame energiebron en heeft een groen imago. Totnogtoe is er daarom nauwelijks sprake geweest van enige maatschappelijke weerstand. De vraag is in hoeverre dit ook in de toekomst en vooral bij een veel grootschaligere inzet zo zal blijven. Er wordt naast de bijdrage aan de duurzame energiedoelstelling steeds meer aandacht gegeven aan de milieuprestatie van de inzet van biomassa voor verschillende doeleinden, waarbij soms discussies ontstaan over duurzaamheidaspecten. Lang niet alle vormen van biomassabenutting leiden tot hogere milieuprestaties op alle gebieden en worden er studies uitgevoerd die deze milieuprestaties beter in kaart moeten brengen. Een voorbeeld is het meestoken van (vervuild) afvalhout in poederkoolcentrales wat in sommige gevallen kan leiden tot extra kwikemissies. Op termijn zou een toenemend bewustzijn van de pro's en contra's van de inzet van biomassa voor bepaalde doeleinden kunnen leiden tot een omslag in de maatschappelijke acceptatie.

5.4 Referenties

EZ (2003): *Biomassa 2040 - De groene motor voor de Nederlandse kenniseconomie.* Ministerie van Economische Zaken, publicatienummer 03I37, 2003.

Jeeninga, H., Kroon, P., Weeda, M., Wunnik, T., van, Kipperman (2002): *Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050: evolutie of revolutie?* ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-078.

Joosen, S., et al. (2003): *Duurzame energie in Nederland 2002-Bijdrage aan de energievoorziening 1990-2002 (vaststelling 2002).* Ecofys en Kema in opdracht van Novem, EEP2011, september 2003

Koppejan, J., e.a. (2001): *De haalbaarheid van energieopwekking uit bermgras.* onderzoeksrapportage in het kader van het EWAB-programma van Novem, TNO-MEP, 2001

Pfeiffer, A.E. en T.J. de Lange (2003a): *Kosten duurzame elektriciteit-Afvalverbrandingsinstallaties*. ECN, Petten, augustus 2003, ECN-C--03-074/E., ECN, Petten, augustus 2003

Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek (2003b): *Kosten duurzame electriciteit-kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties*. ECN-C--03-074/D, ECN, Petten, augustus 2003, ECN-C--03-074/D.

Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten duurzame electriciteit-grootschalige inzet van biomassa in centrales*. ECN-C--03-074/C, ECN, Petten, augustus 2003, ECN-C--03-074/C.

Sambeek, E.J.W. van; Lange, T.J. de, Ruijgrok, W.J.A., Pfeiffer, E.A. (2003a): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties: Concept advies inzake de aannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005.* ECN/KEMA, Petten, ECN-C--03-078.

Sambeek, E.J.W. van; Lange, T.J. de, Ruijgrok, W.J.A., Pfeiffer, E.A. (2003b): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005*. ECN/KEMA, Petten, ECN-C--03-085.

VVAV (2002): *Kostprijsvergelijking varianten afvalverbrandingsinstallaties*. VVAV, Utrecht, 2002.

WEA (2002): World Energy Assesment: *Energy and the challenge of sustainability.* UNDP-UNDESA-WEC, New York-Londen, 2002.

6. WINDENERGIE

6.1 Stand van de techniek

6.1.1 Technologiebeschrijving

In een windturbine wordt kinetische energie uit de lucht direct omgezet in elektriciteit. In de geïndustrialiseerde wereld zijn windturbines meestal aan het elektriciteitsnet gekoppeld en solitair of met meerdere turbines tegelijk in windparken geplaatst.

Bij een windturbine horen grofweg drie onderdelen: de rotor, de gondel en de mast. De rotor bestaat meestal uit drie bladen in de vorm van een vleugelprofiel, die door de windkracht in beweging gebracht worden. De rotatie wordt overgebracht op de elektriciteitsgenerator die zich in de gondel bevindt, boven op de mast. In de gondel is verder allerlei regeltechniek ondergebracht, bijvoorbeeld om er voor te zorgen dat een windmolen altijd op een optimale manier in de wind staat. De mast tenslotte zorgt er voor dat de rotorbladen veel wind kunnen vangen: niet alleen om zodoende geen hinder te ondervinden van wervelingen als gevolg van bomen en huizen, maar ook omdat het op grote hoogte gemiddeld harder waait dan net boven het aardoppervlak.

6.1.2 Huidige toepassing

In 2002 stonden in Nederland 1462 windmolens opgesteld met een totaal vermogen van 678 MW_e, met een bijdrage in de jaarlijkse elektriciteitsproductie van 0,9 TWh, nog geen 1% van de elektriciteitsvraag (Joosen, 2003).

Koploper op het gebied van windenergie in de wereld is Duitsland, waar meer dan de helft van het geïnstalleerde vermogen in Europa staat. Europa loopt voorop in de wereld: het neemt bijna driekwart van het wereldwijd geïnstalleerde vermogen voor haar rekening (zie Tabel 6.1).

Slechts een zeer klein deel van het wereldwijd geïnstalleerde vermogen is offshore geplaatst: 256 MW aan het einde van 2002. Hiervan staat 210 MW opgesteld in Denemarken, 19 MW in Nederland (namelijk het 2 MW-park Lely bij Medemblik en het park Irene Vorrink met 17 MW bij Dronten, beide in het IJsselmeer) (Beurskens 2003).

Op dit moment bevinden zich twee grote Nederlandse projecten in de planningsfase, te weten voor de kust van Egmond aan Zee het Nearshore Wind Park (NSW) van het Shell-Nuon-consortium Noordzeewind en ter hoogte van IJmuiden het park Q7-MP van E-Connection. De eerste gaat een maximaal vermogen leveren van 99 MW, de tweede krijgt een capaciteit van 120 MW (Beurskens, 2003).

Tabel 6.1 *Cumulatief geïnstalleerd vermogen windenergie aan het einde van het jaar 2002 (BTM Consult 2003)*

	Vermogen [GW]
Duitsland	120
Spanje	5,0
Verenigde Staten	4,7
Denemarken	2,9
India	1,7
Italië	0,8
Nederland	0,7
Verenigd Koninkrijk	0,6
Japan	0,5
China	0,5
Griekenland	0,5
Zweden	0,4
Canada	0,3
Portugal	0,2
Australië	0,2
Frankrijk	0,2
Ierland	0,2
Oostenrijk	0,1
Totaal in de wereld	32,0
Totaal in Europa	23,8
Totaal Offshore	0,3

6.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Windenergie is een goed ontwikkelde techniek, maar de productiekosten van elektriciteit zijn nog altijd hoger dan bij conventionele elektriciteitsopwekking. De belangrijkste uitdaging op dit moment is het terugbrengen van de kosten en het verhogen van de betrouwbaarheid van de installatie, een factor die vooral belangrijk wordt bij windenergie op zee, vanwege de slechtere bereikbaarheid.

Bepalend voor de hoeveelheid opgewekte energie is het cirkeloppervlak dat door de rotor bestreken wordt. Het vermogen van een windturbine neemt kwadratisch toe met de diameter: een gemiddelde in Nederland geplaatste windturbine anno 2003 heeft een vermogen van ongeveer 1,5 MW en een rotordiameter en een masthoogte (ook wel ashoogte genoemd) van 60 meter of meer (WSH, 2003). Door een betere beheersing van vermogenselektronica, materiaaleigenschappen en het krachtenspel in de installatie is het gedurende de laatste jaren gelukt om windturbines flink op te schalen. In de afgelopen tien jaar is het gemiddelde vermogen een aantal keren verdubbeld. Het grootste prototype windturbine op dit moment heeft een vermogen van 4,5 MW. Op die manier is het gelukt de kosten per eenheid geïnstalleerd vermogen te reduceren. Opschaling lijkt nog maar in beperkte mate mogelijk. Het vergroten van de wereldwijde productievolumes kan nog een kostendaling van turbines met zich mee brengen.

Voor windenergie op zee zijn additionele kostenreducties mogelijk die samenhangen met de specifieke omstandigheden. Bijvoorbeeld het bestendigen tegen het zoute zeeklimaat en het verminderen van het onderhoud en de reparatietijd. Ook zijn er ontwerptechnische verbeteringen mogelijk, zoals het realiseren van hogere rotatie- en tipsnelheden, omdat er op zee minder beperkingen vanuit de leefomgeving te verwachten zijn.

6.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Loadfactor

Om te berekenen hoeveel energie een gemiddelde windturbine van een gegeven vermogen aan elektriciteit kan opwekken in een jaar, wordt vaak het aantal vollasturen gegeven. Dit getal geeft aan gedurende hoeveel uren in een jaar een windturbine op vol vermogen elektriciteit zou leveren, rekening houdend met de variatie in windaanbod. Deze waarde wordt vaak uitgedrukt als een percentage van het aantal uren in een jaar, en heet dan loadfactor of capaciteitsfactor. Deze waarde verschilt per locatie, want ze is afhankelijk van een aantal factoren: bijvoorbeeld de gemiddelde windsnelheid ter plaatse, hoge obstakels in de buurt van de turbine en zogeffecten door de opstelling in windparken, waarbij wind afgevangen wordt door turbines die vooraan in de opstelling staan. Voor zowel wind op land als wind op zee kunnen deze percentages variëren tussen 10% en 40%. Als richtwaarde in Nederland voor wind op land geldt een aantal vollasturen van 1800, ruim 20% van het aantal uren in een jaar. Voor wind op zee geldt een richtwaarde van 3350 vollasturen, een capaciteitsfactor van 38%.

Investerings- en onderhoudskosten

De investeringskosten van een windturbine op land variëren van 895 tot 1270 €/kW$_e$ en de investeringskosten van een windturbine op zee liggen tussen 1675 en 2250 €/kW$_e$ afhankelijk van de waterdiepte en de afstand tot de kust. De afstand tot de kust is ook van groot belang voor de jaarlijkse onderhoudkosten, die bij wind op zee tussen 4,0% en 4,4% van de initiële investeringskosten liggen, en bij wind op land tussen 1,7% en 3,9% van de investeringskosten. De verwachte levensduur van een windturbine bedraagt ongeveer 20 jaar (Kooijman, van Sambeek 2003).

De elektriciteitsproductiekosten bedragen op dit moment in Nederland voor windenergie op land ca. 8,8 € ct/kWh en voor wind op zee 10,3 € ct/kWh), terwijl de commodityprijs op de elektriciteitsmarkt ca. 3 € ct/kWh bedraagt. Daarbij is uitgegaan van de aannamen zoals vermeld in Tabel 6.2.

Tabel 6.2 *Aannamen berekening huidige elektriciteitsproductiekosten voor onshore en offshore windenergie (Sambeek et al, 2003)*

		Onshore wind	Offshore wind
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	1125	2000
Bedrijfstijd/vollasturen	[uren/jaar]	1800	3350
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$]	39	-
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh$_e$]	-	2,3
Onbalanskosten	[ct/kWh$_e$]	0,6	0,6
Economische levensduur	[jaar]	15	15
Debt/equity ratio	-	80/20	65/35
Rente lening[1]	[%]	5	6
Termijn lening	[jaar]	10	10
Return on equity	[%]	15	15
EIA[2]	[%]	85	100

[1] Rente op de lening is afhankelijk van de mogelijkheid om van de regeling groenbeleggen gebruik te maken. Aangenomen is dat deze regeling tot een rente voordeel van 1% leidt.

[2] Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.

Toekomstige kostenontwikkeling

De sterke groei in de afgelopen jaren en het verwachte doorzetten daarvan brengt ervaring, inzichten en daarmee gepaard gaande leereffecten met zich mee. Het is de verwachting dat de kosten van windenergie (zowel de investeringen als onderhoudskosten) verder zullen dalen in de toekomst. Dit is onder andere afhankelijk van de groei van de markt, en het beleid dat ten aanzien van windenergie gevoerd wordt. Voor het doen van uitspraken over de toekomstige ont-

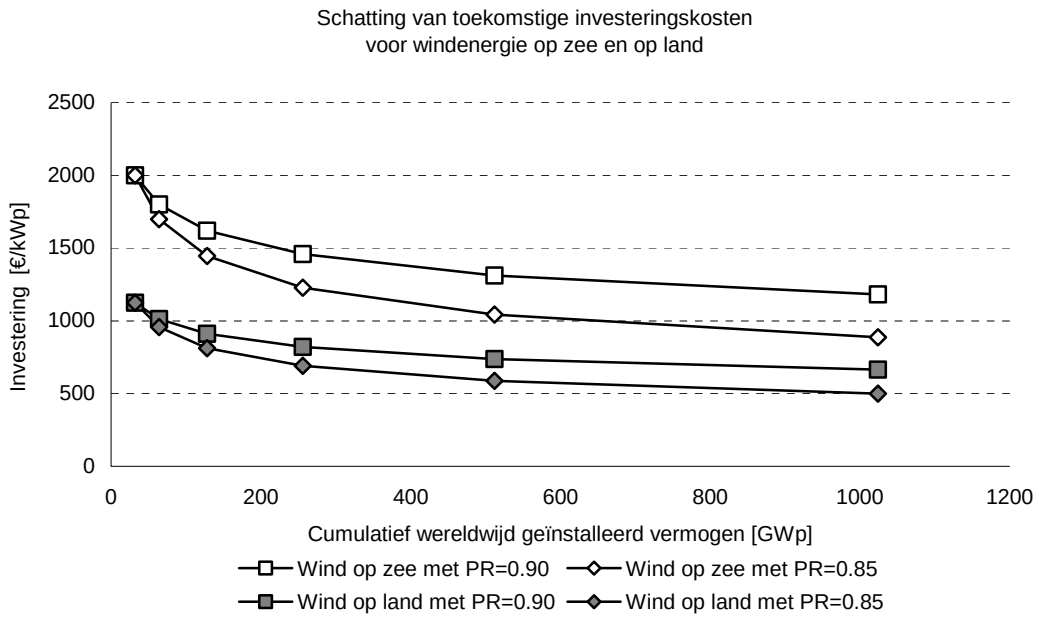
wikkeling van de investeringskosten voor windenergie is het noodzakelijk om onderscheid te maken tussen de korte termijn (tot 2010), voor de periode tot 2020 en voor de periode tot 2050.

Om met de laatste periode te beginnen: de onzekerheid op zo'n lange termijn is zeer groot. Het is bijvoorbeeld de vraag in hoeverre er sprake is van een verzadiging van windenergie op land. Niet de beschikbare hoeveelheid land is het knelpunt, maar de acceptatie van de windparken door de maatschappij Eén studie die wel een uitspraak doet over de lange termijn is (WEA 2000), die voor de periode 2030 tot 2035 een verzadiging van het geinstalleerde windvermogen in de wereld verwacht van 1100 tot 1900 GW, waarbij een prijs van elektriciteit uit windenergie genoemd wordt die varieert van respectievelijk 3,6 tot 3,0 eurocent[7] per opgewekte kWh.

Tot het jaar 2020 is er al meer te zeggen over de verwachte kostendaling. In een studie door de European Wind Energy Association (EWEA) en Greenpeace is, uitgaande van een sterke groei in de komende jaren, de mogelijke kostendaling tot het jaar 2020 geschat (EWEA 2001). In deze studie is uitgegaan van een progress ratio (PR) van 0,85 tot het jaar 2010, daarna wordt er een PR aangenomen van 0,90 tot het jaar 2020.

Studies over progress ratios baseren zich in de meeste gevallen op cijfers uit het verleden. Deze cijfers eenvoudig te extrapoleren maakte een schatting altijd zeer speculatief. Twee recente studies, waarin voor bepaalde landen een progress ratio berekend is op basis van werkelijke realisaties worden hieronder toegelicht. Een eerste studie, uitgevoerd in het kader van een Europees onderzoeksprogramma (Neij, 2003), presenteert voor de investeringskosten in Denemarken en Spanje waarden van respectievelijk 0,90 en 0,91 (inclusief installatie). Voor *alleen* de turbinekosten worden voor Denemarken en Duitsland waarden voor PR gepresenteerd van 0.91 en 0.94. De beschouwde periode is in deze studie vrij lang (meestal vanaf midden jaren 1980 of eerder). Een tweede studie, uitgevoerd door Junginger aan de Universiteit Utrecht (Junginger nog te verschijnen) laat zien dat de waarden voor de PR in sommige gevallen ook lager is geweest: er wordt gesproken van een PR variërend van 0,81 tot 0,85, voor de investeringskosten van windparken in Spanje en het Verenigd Koninkrijk, voor de periode 1990-2001.
Ter illustratie wordt in Figuur 6.1 aangegeven hoe de investeringskosten zich zouden kunnen ontwikkelen onder invloed van een hogere PR en een lagere PR. In de figuur beginnen de investeringskosten op een niveau van 1125 €/kW voor wind op land, en 2000 €/kW voor wind op zee. Voor de toekomst wordt dan een ontwikkeling geschetst waartussen de waarden zich zouden kunnen bewegen, onder aanname van bepaalde waarden van de PR. (Harmsen R., 2003).De gekozen waarden voor de PR variëren tussen 0,85 en 0,90, waarbij er ter vereenvoudiging geen onderscheid is gemaakt tussen onshore en offshore windturbines.

[7] Omgerekend van 0.032 USD/kWh en 0.027 USD/kWh (Dollars van 1998)



Figuur 6.1 *Rekenvoorbeeld van een mogelijke toekomstige ontwikkeling van de investeringskosten van windenergie in Europa*

6.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

6.2.1 Technisch en economisch potentieel

Windenergiepotentieel in Europa

EWEA heeft onlangs haar doelstelling voor windenergie in Europa naar boven bijgesteld. Windenergie groeit tegenwoordig namelijk harder dan ze een aantal jaren geleden voorspeld had.

De komende jaren zal het offshore windvermogen drastisch stijgen, aangezien veel geplande windmolenparken, die nu nog in een ontwikkelingsstadium verkeren, zullen worden bijgeplaatst. Als deze parken daadwerkelijk volgens plan worden gerealiseerd, bedraagt eind 2006 de capaciteit van alle offshore windparken bij elkaar meer dan 3 gigawatt (GW). Deze parken zijn allemaal gepland in Europa (Beurskens, 2003).

Voor het jaar 2010 stelt de industrie voor windenergie het doel van 65 GW windenergie op land voor de 15 EU-landen, en 10 GW voor wind op zee (samen goed voor naar verwachting 167 TWh). Voor het jaar 2020 bedragen deze doelstellingen 110 GW op land en 70 GW op zee (goed voor naar verwachting 425 TWh) (EWEA, 2003). Voor de periode tot het jaar 2050 kan de bijdrage van windenergie aan de Europese elektriciteitsvoorziening nog sterk groeien: er is potentieel variërend van 60 tot meer dan 300 GW op land, en tussen 90 en 350 GW voor windenergie op zee (de Noord, 2003).

Windenergiepotentieel in Nederland

In 2001 is het BLOW windenergieconvenant gesloten dat afspraken omvat tussen provincies en het Rijk over de realisatie van 1500 MW windenergie op land in 2010. In de afgelopen jaren is er gemiddeld zo'n 40 MW_e additioneel vermogen per jaar gerealiseerd. In 2002 heeft een record in de groei van het opgesteld vermogen plaatsgevonden: 195 MW. Dit komt niet alleen doordat veel turbines zijn bijgeplaatst, maar ook doordat het gemiddeld bijgeplaatst vermogen per windturbine toeneemt: van 600 kW in 2001 naar 1,2 MW in 2002 (Joosen, 2003). Dat 2002 een topjaar is voor wat betreft bijgeplaatst windvermogen is wel te verklaren. Een groot deel van de genoemde 200 MW komt voornamelijk op het conto van projecten die reeds mid jaren '90 zijn

gestart en recent pas zijn gerealiseerd. Naar verwachting zal om dezelfde reden ook in 2003 nog een vergelijkbaar aantal Megawatt aan wind worden bijgeplaatst. De langdurige en vaak complexe vergunningstrajecten zijn mede debet aan deze lange doorlooptijden (Jaarverslag EZ 2002). Om de taakstelling van BLOW te realiseren moet het plaatsingstempo de komende jaren rond de 100 MW per jaar blijven.

De Stichting Natuur en Milieu heeft in haar publicatie 'Frisse wind' (SNM, 2003) een bottom 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 potentieelschatting van de Stichting Natuur en Milieu wel een aardig beeld van voor wind op land geschikte locaties.

Het technisch potentieel voor offshore windenergie in Nederland wordt bepaald door de ruimte op de Noordzee. De Exclusieve Economische Zone (EEZ) is het Nederlandse gedeelte buiten de 12 mijlzone waar Nederland exclusieve rechten bezit boven die van andere staten. Het Nederlandse deel van de Noordzee is ruim 56.000 km^2 groot (inclusief de 12-mijlszone!). Als daarvan de oppervlakte voor militaire terreinen en scheepvaartroutes wordt afgetrokken, dan blijft daar ruim 31.000 km^2 van over. Het binnen dat gebied te plaatsen potentieel is ca. 150 GW. Daarbij is uitgegaan van 5 MW/km^2. Ook voor de toekomst blijft die dichtheid een gegeven, want als de turbines nog groter worden, zullen ze verder van elkaar worden geplaatst. De in de Vijfde Nota Ruimtelijke ordening aangegeven voorkeursgebieden beslaan ruim 10.000 km^2, maar worden ook doorkruist door vaarroutes. Als die gebieden worden uitgesloten blijft nog ca. 6.500 km^2 over (de Noord, 2003). Uitgaande van 6500 km^2 en 5 MW/km^2 is het offshore windenergie potentieel in Nederland 30 GW ofwel ca. 100 TWh/jaar. In de vijfde nota Ruimtelijke ordening is een doelstelling voor windenergie op zee geformuleerd 6000 MW in 2020.

6.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Wanneer 1500 MW op land wordt gerealiseerd in 2010 conform de taakstelling van het BLOW convenant, dan reduceert 2,7 TWh windenergie op land bij vervanging van een gasgestookte STEG-centrale (met een emissiefactor van 340 $kgCO_2/MWh$) ca. 0,9 Mton CO_2 per jaar. Wanneer rond 2020/2030 2500 MW windvermogen op land wordt gerealiseerd, levert 4,5 TWh bij vervanging van een gasgestookte STEG-centrale (met een emissiefactor van 330 kg CO_2/MWh) jaarlijks ca. 1,5 Mton CO_2.

Wanneer 6000 MW offshore windenergie wordt gerealiseerd in 2020 conform de doelstelling in de vijfde nota Ruimtelijke Ordening dan reduceert 20 TWh offshore windenergie vervanging van een gasgestookte STEG-centrale (met een emissiefactor van 330 kg CO_2/MWh) ca. 6,6 Mton CO_2 per jaar.

Met deze elektriciteitsproductie kan wind op land een bijdrage leveren aan reductie van verzurende emissies door een reductie van ca. 0,4 kton NO_x in 2010 en 0,7 kton NO_x in 2020/2030 (emissiefactor NOx van een gasgestookte STEG-centrale is 0,15 kg/MWh). Offshore windenergie kan een reductie van 3 kton NO_x opleveren in 2020 bij realisatie van de doelstelling.

6.2.3 Strategisch belang

Of windenergie in de toekomst een belangrijke rol zal spelen, is afhankelijk van het belang dat aan duurzame energie wordt gehecht. Voor Nederland is windenergie (naast biomassa) de duurzame energiebron met het hoogste potentieel en kent relatief lage kosten voor CO_2-

emissiereductie, namelijk rond de 30 €/ton voor wind op land en 50 €/ton voor offshore wind (Menkveld, 2002).

6.3 Maatschappelijke aspecten

6.3.1 Rol industrie

In de beginjaren van de ontwikkeling van windturbines was Nederland een pionier, die op technisch gebied goed meespeelde in vergelijking mat andere landen. Met het failliet van de enige overgebleven Nederlandse turbinefabrikant, Lagerwey Windmaster uit Barneveld, schijnt hier definitief een einde aan te zijn gekomen. De activiteiten van het bedrijf zijn uiteindelijk door twee bedrijven overgenomen. Een Nederlands bedrijf gaat de turbines in de klasse 2 kW tot 250 MW vermarkten en doorontwikkelen. Zephyros, een eerdere spin-off van Lagerwey, concentreert zich op 2 MW machines. Door er voor te zorgen dat Nederland een belangrijke klant blijft op het gebied van windenergie, is het nog wel steeds mogelijk om een industrie op te bouwen, en daarmee ook een thuismarkt voor toeleverende bedrijven op te zetten.

In Nederland zijn drie bedrijven actief op het gebied van windturbinebladen, GE in Almelo, LM Holland (onderhoed en ontwikkeling van bladen), Polymarin (onderhoud en ontwikkeling van nieuwe rotor) en het WMC, een vermoeiingsbeproevingslaboratorium, opgezet door ECN en de TU Delft.

Een bedrijfstak die nu al profiteert is de offshore branche. Nederlandse offshore bedrijven (operators en bouwers) zijn reeds betrokken bij de bouw van offshore windparken in Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. Zo werd het transformatorstation van het 160 MW offshore park van Horns REev in Denemarken door HBG gerealiseerd. Ook Mammoet van Oord en Ballast Nedam zijn zeer actief op de offshore markt. Verder zijn er een aantal Nederlandse projectontwikkelaars actief, zoals Shell, Nuon, E-Connection, E-velope (Beurskens, 2004).

6.3.2 Invloed van Nederlandse beleid

De ontwikkelingen met betrekking tot de technische aspecten van windturbines worden bepaald door de wereldmarkt, en zijn moeilijk te beïnvloeden door het Nederlandse beleid. Wat betreft de invloed op de ontwikkelingen in de offshore windindustrie hebben de ambities van het Nederlands beleid wellicht meer invloed op de techniek: het bestaan van een belangrijke thuismarkt op zee kan zeker een belangrijke stimulans zijn voor de ontwikkeling van kennis en het behouden van een front runner positie.

6.3.3 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 (Menkveld, 2002).

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 ha-

vens. Ook moet wellicht rekening worden gehouden met natuurwaarden. Momenteel wordt gewerkt aan de vormgeving van een concessiestelsel voor offshore windenergie op de Noordzee. (Ministerie Economische Zaken, juli 2003). Voor delen van de Noordzee zullen door de overheid 'concessies' worden verleend aan marktpartijen voor het realiseren en exploiteren van windparken. 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 (Menkveld, 2002).

6.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Binnenlandse elektriciteitsopwekking met behulp van windenergie leidt tot minder afhankelijkheid van de import van fossiele brandstoffen en heeft daarmee een positief effect op de voorzieningszekerheid. Het intermitterende karakter van windenergie kan afhankelijk van het aandeel windenergie en de regelbaarheid van de rest van het elektriciteitspark wel tot problemen leiden ten aanzien van de leveringszekerheid. Bij grootschalige inzet van windenergie moet in de elektriciteitsopwekking voldoende snel regelbaar back up vermogen beschikbaar zijn. In het buitenland is er op sommige locaties nu al sprake van een kritische situatie, met als vaak gebruikt voorbeeld het noorden van Duitsland, waar veel windturbines staan opgesteld en de capaciteit van het netwerk in sommige situaties niet hoog genoeg is. Om deze problemen in de toekomst te voorkomen, is het van belang dat de juiste instrumenten worden gebruikt om tot een efficiënte markt te komen.

6.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Het maatschappelijke draagvlak voor windenergie wordt beperkt door verstoring van het landschap, vermeende vogelsterfte, geluidshinder en hinder door slagschaduw. De gebieden die onder de BLOW aangewezen worden zijn vaak industrieterreinen en gebieden langs bestaande infrastructuur, omdat windturbines op deze plaatsen minder weerstand oproepen. Het maatschappelijk draagvlak beperkt het potentieel voor wind op land.

6.4 Referenties

Beurskens, H.J.M. (2004): *ECN Windenergie, persoonlijke communicatie*, februari 2004.

Beurskens, L.W.M. en Noord, M. de (2003): *Offshore wind power developments: An overview of realisations and planned projects.* ECN, Petten, 2003, ECN-C--03-058.

BTM Consult (2003), Denemarken, 2003.

Ensoc Weekly (2003): Nummer 42, *Lagerwey in Amerikaanse handen*, 17 oktober 2003.

EWEA (2001): *Greenpeace, Wind force 12-a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020*. 2001.

EWEA (2003) *Wind power targets for Europe 75,000 MW by 2010.* Briefing of the the European Wind Energy Association, October 2003.

Harmsen R., van Sambeek E.J.W. (2003): *Kosten duurzame elektriciteit/learning curves*, ECN -C--03-074/H, augustus 2003.

Joosen, S., et al. (2003): *Duurzame energie in Nederland 2002-Bijdrage aan de energievoorziening 1990-2002 (vaststelling 2002)*, Ecofys en Kema iov Novem, EEP2011, september 2003.

Junginger M., Faaij, A., Turkenburg W.C., *Global experience curves for wind farms*, Energy Policy (to be published).

Kooijman H.J.T., van Sambeek E.J.W. (2003): *Kosten duurzame elektriciteit-windenergie op land en windenergie op zee*. ECN, Petten, augustus 2003, ECN-C--03-074/A en ECN-C--03-074/B.

Menkveld, M.(2002): *Duurzame energie en ruimte: de potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO_2-reductie in Nederland*. ECN, Petten, september 2002, ECN-C--02-058.

Ministerie Economische Zaken, juli 2003: Kamerbrief Offshore windenergie, 4 juli 2003: http://www.ez.nl/upload/docs/Kamerbrieven/PDF-Documenten/3025569-vtk.pdf.

Neij L. et al, (2003): *Experience curves: a tool for energy policy assessment.* 2003.

Noord, M. de (2002): informatie M. de Noord, zie o.a. http://www.ecn.nl/nwsbrf/article/0088.html

Noord, M. de, Beurskens, L.W.M. en Vries, H.J. de (2003): *Potentials and costs for renewable electricity generation.* ECN, Petten, 2003, ECN-C--03-006.

Sambeek, E.J.W. van; Lange, T.J. de , Ruijgrok, W.J.A., Pfeiffer, E.A. (2003): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005*. ECN/KEMA, Petten, ECN-C--03-085.

Stichting Natuur en Milieu en De 12 provinciale Milieufederaties (2000): *Frisse wind door Nederland.* april 2000.

WEA (2002): World Energy Assesment: *Energy and the challenge of sustainability.* UNDP-UNDESA-WEC, New York-Londen, 2002.

Wind Service Holland (2003): http://home01.wxs.nl/~windsh/statistiek.html, november 2003.

7. PHOTOVOLTAÏSCHE ZONNE-ENERGIE (PV)

7.1 Stand van de techniek

7.1.1 Technologiebeschrijving

In een fotovoltaïsche cel (PV- of zonnecel) wordt energie uit licht (zonnestraling) direct omgezet in elektriciteit, zonder tussenkomst van thermische of mechanische processen. Het fotovoltaisch effect treedt op wanneer halfgeleidermateriaal, waarvan een deel (de p-laag) positieve en de ander deel (de n-laag) negatieve lading kan geleiden, blootgesteld wordt aan zonnestraling. Licht wordt geabsorbeerd in de zonnecel waardoor er lading wordt vrijgemaakt. Omdat zich op het overgangsgebied tussen de p- en de n-laag een selectieve ladingsbarrière bevindt, leidt het vrijmaken van lading tot de opbouw van een potentiaalverschil tussen voor- en achterzijde van de cel. Dit potentiaalverschil is de drijvende kracht achter de werking van de zonnecel. Door de twee lagen uitwendig met elkaar te verbinden, kan de lading zich verplaatsen, wat resulteert in een elektrische stroom: elektriciteit uit zonne-energie.

Een PV-systeem bestaat uit de volgende componenten. Typisch tussen 30 en 100 *zonnecellen* zijn in serie geschakeld en in een *module* gepakt, waardoor ze tegen invloeden van buitenaf beschermd zijn. Deze module levert een spanning tussen 10 en 100 volt, afhankelijk van de toepassing. Voor netgekoppelde systemen is er dan een *omzetter* of *inverter* nodig die de gelijkstroom uit de modules omzet in wisselstroom. Bij autonome systemen zijn er een *accu* en een *laadstroomregelaar* nodig.

Er zijn op dit moment twee typen zonnecellen in gebruik: cellen van kristallijn silicium, die wereldwijd het grootste marktaandeel hebben (ongeveer 90%) en dunne-film cellen. De kristallijn silicium cellen zijn er in twee varianten: monokristallijn en multikristallijn. Cellen van het eerste type hebben een hoger rendement (tussen 15% en 17% van het invallende zonlicht wordt omgezet in elektriciteit), cellen van het tweede type zijn goedkoper, maar hebben een lagere efficiency (tussen 13% en 15%). Dunne-film cellen zijn per oppervlakte-eenheid goedkoper dan kristallijn silicium cellen, maar hebben een lager rendement: tussen 4% en 11%. Het nadeel van een lager rendement komt vooral naar voren bij het benodigde oppervlak om een bepaald elektrisch vermogen te installeren: hoe lager het rendement, hoe meer oppervlakte benodigd is. Per saldo is de prijs per eenheid vermogen van een PV-systeem (watt-piek of Wp) nauwelijks afhankelijk van het gebruikte celtype (de Moor, 2003).

Er zijn verschillende toepassingsgebieden voor PV-systemen. Autonome systemen zonder verbinding met het elektriciteitsnet, zoals in afgelegen gebieden en voor toepassingen in de telecommunicatie en verkeerssignalering, en bij parkeerautomaten of lichtmasten. Voor landen in ontwikkeling worden autonome PV-systemen gebruikt voor rurale elektrificatie. Netgekoppelde systemen daarentegen voeden hun elektriciteit direct in op het elektriciteitsnet. hetzij geïntegreerd in de gebouwde omgeving (op het dak of aan de gevel gemonteerd), of als grote zonne-elektriciteitscentrales, opgesteld op de grond.

7.1.2 Huidige toepassing

In 2002 stond in Nederland een totaal vermogen van 26,3 MW_p opgesteld, waarvan 18% autonoom en 82% netgekoppeld. De bijdrage aan de jaarlijkse elektriciteitsproductie was 17 GWh in het jaar 2002, bijna 0,2‰ van de elektriciteitsvraag (Joosen, 2003).

Wereldwijd staat in IEA-landen eind 2002 meer dan 1300 MW_p opgesteld (IEA-PVPS, 2003), inclusief India en China staat wereldwijd meer dan 1500 MW_p opgesteld. Japan is het land met het grootste vermogen aan PV-systemen, 637 MW_p. In Europa staat eind 2002 392 MW_p opgesteld, waarvan 277 MW_p in Duitsland. Japan en Duitsland hebben in de afgelopen jaren een proactief stimuleringsbeleid gevoerd voor de promotie van PV. Overheidsregulering (m.n. in de vorm van feed-in tarieven) speelt hierbij een grote rol. Het beleid biedt deze landen een aantal voordelen zoals de versteviging van hun wereldmarktpositie en het scheppen van werkgelegenheid.

7.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

In technisch opzicht zijn fotovoltaïsche systemen goed ontwikkeld. De productiekosten van elektriciteit zijn echter veel hoger dan bij conventionele elektriciteitsopwekking. R&D richt zich op het verlagen van de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit door de investeringskosten te verlagen en door de efficiency en de levensduur en betrouwbaarheid van componenten te verbeteren.

De hoge investeringskosten van een PV-systeem worden voor een deel veroorzaakt door hoge kosten van de grondstof silicium en de wafer, die beide zeer zuiver moeten zijn voor de productie van de cellen. Ook het productieproces zelf is een oorzaak van de hoge prijs: de huidige productielijnen zijn allemaal zeer geavanceerd en duur. Een hogere systeem-efficiency helpt de kostprijs te verlagen mits de celproductiekosten niet te veel stijgen: als de energieopbrengst per oppervlak kan toenemen, is er minder duur materiaal nodig, waardoor de investeringskosten afnemen.

De kosten tijdens de levensduur van een PV-systeem beperken zich tot onderhoud en de vervanging van eventueel uitgevallen systeemcomponenten. Omdat de vervanging van bijvoorbeeld de inverter redelijk kostbaar kan zijn, is het van belang om de betrouwbaarheid van de componenten te verhogen en de operationele levensduur van het complete systeem zo lang mogelijk te laten zijn. De levensduur van kristallijn silicium modules bedraagt tegenwoordig ongeveer 25 jaar, en die van dunne film modules is waarschijnlijk korter. Het streven is om dit voor beide typen te verhogen naar meer dan 30 jaar.

Voor toepassing in Nederland is de integratie in de gebouwde omgeving van belang. In grootschalige demonstratieprojecten wordt veel aandacht besteed aan het voorkomen van bouwkundige risico's zoals de garantie van waterdichtheid van het dak bij PV op hellende daken. Er worden universele bevestigingssystemen ontwikkeld voor PV-modules van verschillende typen en fabrikanten met verschillend formaat. Om tot minimale verstoring van de bouwstroom te komen wordt geëxperimenteerd met prefab montage van PV op dak- of gevelelementen.

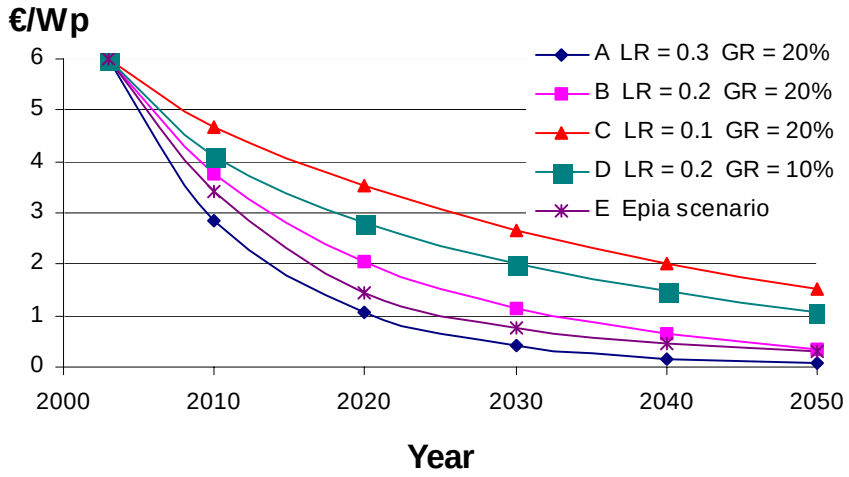
7.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Huidige kosten

Het zoninstralingsniveau bepaalt primair de opbrengst van een PV-systeem. Nederland heeft ongeveer 1000 zonuren per jaar. Bij een Performance Ratio van 0,8 is de specifieke jaaropbrengst van een PV systeem dan ca. 800 kWh/kWp. Voor een compleet PV-systeem, met alle benodigde componenten inclusief de installatiekosten konden de investeringskosten in 2001 variëren tussen 5 en 8 €/Wp (de Noord, 2003) In 2004 worden PV voldaksystemen in de nieuwbouw voor 5 €/Wp gerealiseerd. De onderhouds- en bedrijfskosten kunnen, rekening houdend met een vervanging van de inverter halverwege de levensduur van het PV-systeem, jaarlijks tussen 1% en 3% van de initiële investeringskosten bedragen (de Noord, 2003) De levensduur van een modern PV-systeem bedraagt 20 tot 25 jaar. In de praktijk worden in demonstratieprojecten contracten over teruglevering van elektriciteit en garanties over het PV-systeem slechts over een periode van 10 jaar verleend.

Met een investering van5 €/Wp, 2% jaarlijks onderhoud, een levensduur van 25 jaar en 6% rente resulteert een kostprijs voor elektriciteitsproductie met PV van ruwweg 60 €ct/kWh.

Toekomstige kostenontwikkeling
De sterke groei in de afgelopen jaren en het verwachte doorzetten daarvan brengt ervaring, inzichten en daarmee gepaard gaande leereffecten met zich mee. Het is de verwachting dat de kosten van PV-systemen verder zullen dalen in de toekomst. Figuur 7.1 geeft de ontwikkeling van de investeringskosten weer bij verschillende learning rates (LR, kostendaling bij verdubbeling cumulatieve wereldproductie) en verschillende groeisnelheden (jaarlijkse groei wereldwijde productie).



Figuur 7.1 *Leercurve voor de investeringskosten van PV-systemen, bij verschillende groeisnelheden van de wereldproductie (GR) en verschillende learning rates (LR) (Schaeffer et al, 2004)*

Onduidelijk is thans tot welk laagste niveau de investeringskosten kunnen dalen. Betrokkenen bij de verdere ontwikkeling van PV modules en systemen hebben in het PV Introductieplan (bijlage bij het PV convenant uit 1997) aangegeven perspectief te zien tot daling van de systeemprijs van PV tot onder de 1 €/Wp (1,60 gld/Wp) en daling van de elektriciteitsproductiekosten naar ca. 7 €ct/kWh (0.16 gld/kWh bij een rente van 6% en een levensduur van 20 jaar) op langere termijn (PV Convenant, 1997). Deze inschattingen komen overeen met doelstellingen van R&D programma's in het buitenland voor 2030 (NEDO, 2004). Of de beoogde daling van de systeemprijs gerealiseerd zal worden, is o.a. afhankelijk van het succes in R&D, schaalvergroting in de productie en innovaties in de toepassing van PV.

7.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

7.2.1 Technisch en economisch potentieel

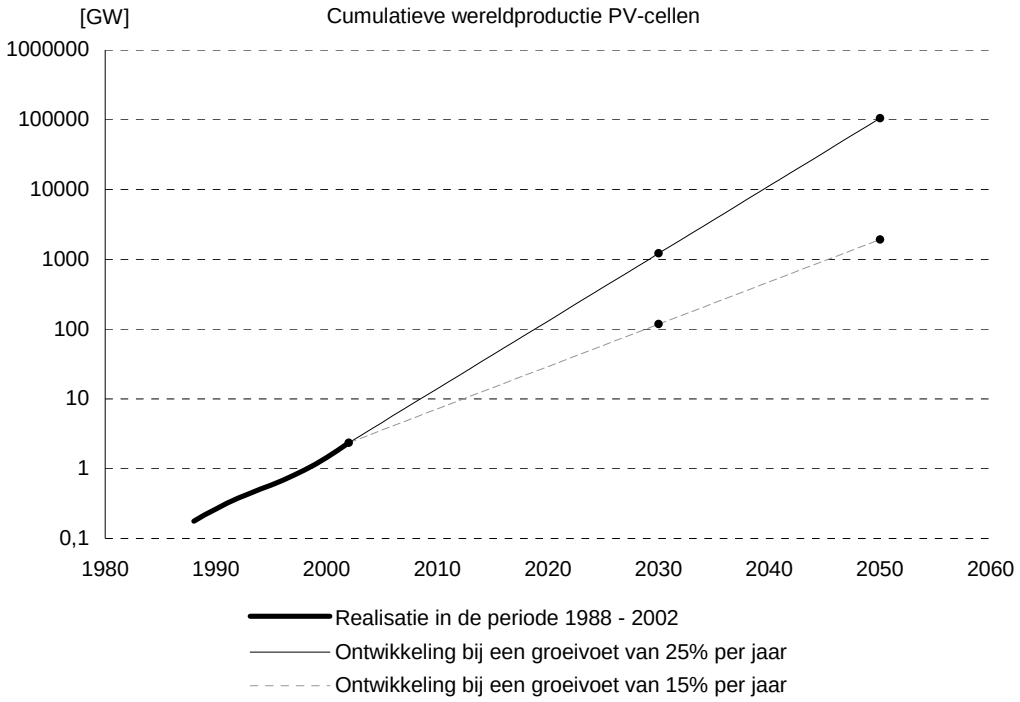
Voor de bepaling van het potentieel is het van belang te kijken naar eventuele beperkingen in de groei van de productiecapaciteit en de markt in zowel Nederland als op wereldniveau.

De wereldmarkt is van 3,3 MW_p/jaar in 1980 gegroeid naar meer dan 500 MW_p/jaar in 2002 (Maycock, 2003). Hoewel het groeipercentage voor verschillende jaren sterk fluctueert, bedroeg de groei over de periode 1988-2002 gemiddeld ruim 20% per jaar. Bij prognoses over de verdere ontwikkeling van de wereldmarkt gaan sommigen uit van een verdere groei met gemiddeld 15% per jaar, terwijl ook groeivoeten van 25% of hoger voorspeld worden. In Tabel 7.1 is een overzicht te zien van de ontwikkeling van de cumulatieve wereldproductie tot het jaar 2050, met

groeivoeten van 15% en 25% per jaar, uitgaande van het niveau in het jaar 2002, 2353 MW (Maycock, 2003). Deze groei is grafisch weergegeven in Figuur 7.2.

Tabel 7.1 *Mogelijke ontwikkelingen van de cumulatieve PV-wereldproductie voor de periode tot het jaar 2050, uitgaande van de realisatie in het jaar 2002*

GW_p	2002	2030	2050
Realisatie in 2002 (Maycock 2003)	2		
Ontwikkeling bij een groeivoet van 15% per jaar		118	1928
Ontwikkeling bij een groeivoet van 25% per jaar		1217	105528



Figuur 7.2 *Realisaties voor de cumulatieve wereldproductie van PV tot en met het jaar 2002 (Maycock, 2003). Voor de periode tot 2050 wordt aangegeven hoe de wereldproductie zich kan ontwikkelen onder aanname van verschillende waarden voor de groeivoet*

Het realistisch technisch potentieel voor PV in Nederland op basis van het beschikbare oppervlak wordt in (de Noord, 2003) als volgt ingeschat: een beschikbaar oppervlak van 400 km^2 in de gebouwde omgeving, en 200 km^2 voor specifieke PV-centrales op grote grondstukken verspreid over het land. Om deze oppervlaktes beter te kunnen interpreteren is het handig om het vermogen per oppervlakte te weten. Tegenwoordig is het vermogen van 1 m^2 PV-module 100 Wp. Op de lange termijn (omstreeks het jaar 2050) kan dat 200 tot 300 Wp/m^2 zijn. Met deze ranges is het mogelijk om het op de lange termijn beschikbare oppervlakte voor PV-systemen om te rekenen in vermogens. Een realistisch technisch potentieel in Nederland variëert zodoende van 80 tot 120 GW_p voor PV in de gebouwde omgeving, en van 40 tot 60 GW_p voor PV-systemen op land.

Voor de bepaling van een maximaal realiseerbaar potentieel is het van belang te kijken naar eventuele beperkingen in de groei van de productiecapaciteit en de markt. De Nederlandse markt voor PV groeide van 1989 tot 1997 met gemiddeld ca. 20%. De gemiddelde groei in de periode 1997-2002 bedroeg 40%. De verwachting is, dat deze groei in de loop van de tijd zal afnemen. In (de Noord, 2003) wordt aangenomen dat de ontwikkeling zou kunnen verlopen als geschetst in Tabel 7.2.

Tabel 7.2 *Schatting van de jaarlijkse groeivoeten voor PV-penetratie in Nederland (de Noord, 2003)*

	Gemiddelde schatting van de jaarlijke groei [%]	Lage en hoge schatting van de jaarlijkse groei [%]
2002-2010	25,0	20-30
2011-2020	22,5	15-30
2021-2030	17,5	15-20
2031-2040	12,5	10-15
2041-2050	10,0	5-15

De hierbij behorende ontwikkeling van het vermogen is gepresenteerd in Tabel 7.3.

Tabel 7.3 *Schatting van PV-penetratie in GWp in Nederland (de Noord 2003)*

	Gemiddelde schatting van de cumulatieve capaciteit [GW_p]	Lage en hoge schatting van de cumulatieve capaciteit [GW_p]
2001	0,021*	0,021*
2010	0,2	0,1-0,2
2020	1,2	0,4-3,0
2030	5,8	1,7-19
2040	18,9	4,5-75
2050	49,1	7,3-180**

* In het jaar 2001 bedroeg de realisatie van PV in Nederland 20.51 MW_p (Joosen 2003)
** Bovengrens in 2050 gebaseerd op 600 km_2 oppervlak en een vermogensdichtheid van 300 Wp/m^2

Bij een hoge penetratiegraad van PV is buffering, in welke vorm dan ook, noodzakelijk. Ongeveer 10% van het totaal opgesteld elektriciteitsproductievermogen kan als piekvermogen worden ingevoed zonder bijzondere maatregelen te hoeven treffen aan de elektriciteitsinfrastructuur. Bij het huidige elektriciteitsproductievermogen zou dit niveau bereikt worden bij ongeveer 2 GW_p aan opgesteld PV vermogen. Daarboven is een verdere groei van PV slechts dan mogelijk, wanneer maatregelen worden getroffen als buffering, demand-side management en supply-side management (voldoende beschikbaarheid van snel regelbaar back-up vermogen).

Het economisch potentieel van PV wordt bepaald door de investeringskosten van PV en stimuleringbeleid. Door mondiale stimulering en beleid kan de mondiale markt groeien en kunnen de investeringskosten voor PV dalen. Dit is een voorwaarde voor groei van de Nederlandse markt. Het zal nog lange tijd duren voordat PV-systemen concurrerend zijn met conventionele elektriciteitsopwekking. Om de gewenste groei in de markt te bewerkstelligen zal nog tientallen jaren stimuleringsbeleid noodzakelijk zijn. Dat is een politieke keuze.

7.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

De elektriciteitsproductie met PV in 2002 van 17 GWh reduceert bij vervanging van een gasgestookte STEG-centrale (met een emissiefactor van 350 $kgCO_2/MWh$) ca. 0,006 Mton CO_2. Wanneer in 2030 ca. 6 GW_p PV vermogen in Nederland wordt gerealiseerd, levert dit bij vervanging van een gasgestookte STEG-centrale (met een emissiefactor van 315 $kgCO_2/MWh$) jaarlijks ca. 1,5 Mton CO_2.

Met deze elektriciteitsproductie kan PV een bijdrage leveren aan reductie van verzurende emissies door een reductie van ca. 0,003 kton NO_x in 2002 en 0,7 kton NO_x in 2030 (emissiefactor NO_x van een gasgestookte STEG-centrale is 0,15 kg/MWh).

7.2.3 Strategisch belang

Of PV in de toekomst een belangrijke rol zal spelen, is afhankelijk van het belang dat wordt gehecht aan duurzame energie in het algemeen en PV in het bijzonder. Voor Nederland heeft PV tot 2030 een lager CO_2-reductiepotentieel dan andere duurzame energiebronnen als offshore wind en biomassa en kent PV relatief hoge kosten voor CO_2-emissiereductie, namelijk rond de 600 €/ton (Menkveld, 2002). In het kader van klimaatbeleid is PV voor Nederland op de korte termijn nauwelijks van belang. Op lange termijn kan PV een bijdrage leveren aan de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening.

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

7.3 Maatschappelijke aspecten

7.3.1 Rol industrie

In Nederland vindt een aantal activiteiten plaats waarbij actief aan de ontwikkeling van PV wordt bijgedragen. Deze projecten worden uitgevoerd aan universiteiten (onder andere TUE, UU) en aan onderzoeksinstellingen (onder andere ECN en TNO), maar ook in de onderzoekslaboratoria van de Nederlandse industrie wordt hieraan gewerkt (onder andere Akzo Nobel, Shell Solar en Philips). Een aantal bedrijven vervult een rol bij de toelevering van producten aan de PV-industrie (o.a. OTB Engineering). Bij implementatie van PV speelt o.a. Ecofys een rol.

7.3.2 Invloed van het Nederlandse beleid

Een belangrijke vraag is of bij stimuleringsbeleid in het geval van PV het accent moet liggen op het realiseren van PV-systemen of op RD&D om PV goedkoper te krijgen. De prijzen van componenten van PV-systemen in Nederland, in het bijzonder de modules, worden in belangrijke mate bepaald door de ontwikkelingen op de wereldmarkt. Nederland is een te kleine speler om door flinke afname van systemen de markt te beïnvloeden. Het beïnvloeden van de markt door mee te helpen aan verbeteringen op componentniveau door R&D kan wel plaatsvinden, met name door het stimuleren van industriële activiteit. De integratie in de gebouwde omgeving is voor de Nederlandse markt een aspect waar beleid een rol kan spelen. Door een standaardisatie en prefab toepassingen en kennis en ervaring met bouwkundige risico's is kostenreductie en kwaliteitsverbetering mogelijk.

7.3.3 Ruimtelijke aspecten

Het potentieel voor PV wordt niet zo zeer bepaald door het beschikbare dak en geveloppervlak in Nederland (zie Paragraaf.1.2.1). PV levert alleen de beoogde elektriciteitsproductie als deze op de zon wordt gericht. Dit vereist plaatsing op een plat dak of een op voldoende gunstig georiënteerd (tussen zuid-west en zuid-oost) hellend dak. Gemeenten kunnen een bijdrage leveren door bij de ontwikkeling van nieuwbouwwijken te eisen dat de stedenbouwkundige uitgaat van een zonvriendelijke verkaveling. Onder stedenbouwkundigen bestaat nog steeds 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).

7.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Binnenlandse elektriciteitsopwekking met behulp van PV-systemen leidt tot minder afhankelijkheid van de import van fossiele brandstoffen en heeft daarmee een positief effect op de voorzieningszekerheid. Op korte termijn kan PV echter nog geen rol van betekenis spelen, omdat er

eenvoudigweg te weinig vermogen opgesteld staat, en ook met de verwachte hoge groei zal het nog lange tijd duren voor het een significant aandeel kan hebben in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Het intermitterende karakter van zonne-energie kan afhankelijk van het aandeel ervan en de regelbaarheid van de rest van het elektriciteitspark wel tot problemen leiden ten aanzien van de leveringszekerheid. Bij grootschalige toepassing van PV moet voldoende snel regelbare back-up vermogen in de elektriciteitsvoorziening beschikbaar zijn. Het voordeel van een PV-systeem boven bijvoorbeeld windenergie, is dat de eerste iets beter voorspelbaar is. Indien er grootschalige opslagmogelijkheden voor elektriciteit zouden bestaan, zou het argument van het intermitterende karakter komen te vervallen (zie ook Paragraaf 7.2.1). Voor autonome systemen geldt dat deze altijd in positieve zin bijdragen aan de voorzieningszekerheid. De markt voor dit type systemen is in Nederland echter niet zo groot.

7.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Er is veel interesse vanuit de consumentenmarkt voor elektriciteit uit zonne-energie, en ook voor het bezitten van een PV-systeem. Het imago van PV is voor het grootste deel positief.

7.4 Referenties

Moor, H.H.C. de (2003): Persoonlijke communicatie. ECN, november 2003.

Noord, M. de, Beurskens, L.W.M. en Vries, H.J. de (2003): *Potentials and costs for renewable electricity generation*. ECN-C--03-006, ECN, 2003.

IEA-PVPS (2003)*Trends in photovoltaic applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2002*. www.iea-pvps.org, 2003.

Joosen, S., e.a. (2003): *Duurzame energie in Nederland 2002-Bijdrage aan de energievoorziening 1990-2002 (vaststelling 2002)*. Ecofys en Kema iov Novem, EEP2011, september 2003.

Maycock (2003) PV News, editor Paul Maycock, yearly February editions, 2003.

Menkveld, M.(2002): *Duurzame energie en ruimte: de potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO_2-reductie in Nederland*. ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-058.

NEDO, 2004: Overview of "PV Roadmap Toward 2030" (PV 2030), New Energy technology Development Department, NEDO, Japan, June 2004.

PV Convenant, 14 april 1997, Bijlage 1 PV Introductieplan, opgesteld door de leden van het PV platform (EZ, Novem, EnergieNed, diverse energiedistributiebedrijven, PV-industrie, projectontwikkelaars, lokale overheden en ECN).

Schaeffer et al, 2004: Learning from the sun, Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power. Final report of the Photex project, ECN, Petten, ECN-C-04-035.

8. ELEKTRICITEITSTRANSPORT EN -DISTRIBUTIE

8.1 Stand van de techniek

8.1.1 Technologiebeschrijving

De infrastructuur voor elektriciteitstransport en -distributie functioneert in Nederland als volgt. Grote elektriciteitscentrales leveren elektriciteit aan het hoogspanningsnet. Het gaat hier om hoogspanningwisselstroom (HVAC, High Voltage Alternating Current), op 220 of 380 kV. Regionaal elektriciteitstransport vindt plaats door transformatie naar 110 of 150 kV. Het transport van elektriciteit vindt plaats van hoogspanning via middenspanning naar laagspanning. Een deel van het industriële elektriciteitsverbruik vindt plaats op het niveau van middenspanning. De kleinverbruikers nemen elektriciteit af via het laagspanningsnet.

Hoogspanningswisselstroom is de dominante vorm van hoogspanningstransport over afstanden tot honderden kilometers. Een andere optie is hoogspanningsgelijkstroom (HVDC, High Voltage Direct Current). Bij HVDC treden geen blindstroomverliezen op en zijn de transportverliezen geringer dan bij HVAC. HVDC wordt toegepast in het elektriciteitstransportsysteem waar AC niet economisch inzetbaar is. Een groot voordeel van HVDC is dat asynchrone netwerken kunnen worden gekoppeld. Vermogensuitwisselingen zijn met HVDC gemakkelijker te sturen dan met HVAC. HVDC wordt o.a. gebruikt voor transmissie over grote tot zeer grote afstanden op land, overbrugging van grote zeestraten en 'Back-to-back' koppeling van asynchrone netwerken. HVDC kan o.a. een rol spelen bij het aan land brengen van door offshore windparken geproduceerde elektriciteit.

Decentrale elektriciteitsopwekking en de inzet van duurzame bronnen met een intermitterend aanbod zoals windenergie en PV kunnen gevolgen hebben voor de elektriciteitsinfrastructuur (zie Paragraaf 1.2.1).

8.1.2 Huidige toepassing

In 1997 stond in Nederland voor tientallen miljarden guldens aan elektrische laag- en hoogspanningsinstallaties opgesteld (Smit, 1997), wat overeenkomt met cumulatieve 'assets' in het hoogspanningsnet van tenminste € 10 miljard. TenneT, die in Nederland is belast met het hoogspanningstransport, investeert de komende jaren ca. € 400 mln in nieuwe hoogspanningsverbindingen in de Randstad. Al in 2005 moet de eerste nieuwe verbinding klaar zijn. De aanleg van nieuwe hoogspanningsverbindingen houdt met name verband met de toenemende vraag naar elektriciteit in huishoudens en de ICT-sector (EnsocWeekly, 2003a).

Thans wordt 10 tot 15% van alle elektriciteit die in Nederland op jaarbasis wordt gebruikt geïmporteerd uit Duitsland of België (c.q. Frankrijk). Dit percentage kan niet veel meer toenemen op basis van de huidige grensoverschrijdende hoogspanningsverbindingen met Duitsland en België. Deze verbindingen hebben een capaciteit van ca. 3600 MW (ETSO).

TenneT en de Engelse zustermaatschappij National Grid Transco (NGT) hebben onlangs besloten een nieuwe hoogspanningsverbinding aan te leggen tussen Nederland en Groot Brittannië. Deze HVDC-verbinding zou een capaciteit krijgen van 1000-1300 MW. De ca. 200 km lange zeekabel met zogenoemde converter stations (voor het gelijkrichten van wisselstroom en het weer omzetten van gelijkstroom in wisselstroom) zou een investering van € 300-400 mln vergen (Ensoc Weekly, 2003b). Door de aanleg van deze HVDC-verbinding wordt ook in Nederland ervaring opgedaan met andere typen hoogspanningstransport dan de gebruikelijk hoogspan-

ningswisselstroom. Deze ervaring kan van nut zijn bij de grootschalige ontwikkeling van offshore windenergie, die ook toepassing van HVDC nodig zal maken, zoals hierna zal blijken.

Tot nu toe is er beperkte ervaring met het koppelen van windturbineparken door middel van HVDC-technologie. In Denemarken is voor het eerst een klein offshore windpark met vier turbines (totaal vermogen 6,5 MW) door middel van HVDC Light™ (ABB) aan het elektriciteitsnet gekoppeld.

Voor elektriciteitstransport over zeer grote afstanden wordt al in toenemende mate HVDC toegepast, o.a. bij waterkrachtprojecten in Brazilië, China en andere landen. Ook zijn er 23 HVDC-projecten met een zee-infrastructuur gebouwd, in uitvoering of gepland. Deze hebben een totale capaciteit van ca. 16.000 MW (Balloch, 2003; Internetbron 1; Lako, 2003), waarvan ca. 3100 MW werd gerealiseerd in de negentiger jaren van de 20ste eeuw.

8.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

HVDC en HVAC zijn volop in ontwikkeling. Sommige elektriciteitsbedrijven beproeven FACTS technologie (Flexible AC Transmission Systems), een techniek die volgens (Grünbaum, 2002) veel mogelijkheden biedt om AC-netten efficiënter te benutten. Vergroting van de capaciteit met 30% lijkt haalbaar (Roseman, 2002). Ook worden nieuwe bekabelingstechnieken voor ondergrondse kabels onderzocht en andere technieken om de transmissie-efficiency te vergroten.

8.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

De karakteristieken van hoogspanningstransport voor relatief vlak terrein op basis van hoogspanningswisselstroom (HVAC) op land en hoogspanningsgelijkstroom (HVDC) op land en offshore zijn als volgt.

Hoogspanningswisselstroom (HVAC)

Bij HVAC worden onderscheiden: 1 × 220 kV, 2 × 220 kV en 1 × 380 kV (Tabel 8.1) (ICF, 2002).

Tabel 8.1 *Kosten hoogspanningswisselstroom (HVAC) in [k€/km]*

	Kosten HVAC-leidingen in Nederland
1 × 220 kV	199
2 × 220 kV	318
1 × 380 kV	297

Bron: ICF, 2002.

Over kostendalingen bij HVAC zijn geen gegevens gevonden. De grootste kostenreducties zijn te realiseren door overgang van 220 naar 380 kVac en door verdubbeling van HVAC-verbindingen (2 × 380 kVac, 2 × 220 kVac).

Hoogspanningsgelijkstroom (HVDC)

Bij HVDC treden geen blindstroomverliezen op en zijn de transportverliezen geringer dan bij HVAC. Daardoor kan op brandstof en op de kosten van hoogspanningsverbindingen worden bespaard. Daartegenover staan hogere kosten voor converter stations in vergelijking met transformatorstations bij HVAC. HVDC-verbindingen en converter stations hebben een levensduur van ca. 50 jaar.

Voor offshore toepassing van HVDC wordt onderscheid gemaakt tussen twee capaciteiten, namelijk 600 MW en 1200 MW, terwijl voor HVDC op land alleen data worden gegeven voor een

verbinding van 220 MW (in Tabel 8.2). Omdat de HVDC-technologie nog in ontwikkeling is, kunnen voor offshore-projecten op lange termijn de laagste kosten in k€/km als richtwaarden gelden.

Tabel 8.2 *Kosten hoogspanningsgelijkstroom (HVDC)*

	Capaciteit [MW]	Kosten converter stations [mln €]	Kosten kabels [k€/km]
Offshore	600 (450 kV)	80	750-1150
	2 × 600 (450 kV)	150	1200-1700
Op land, ondergronds	220	34	250

8.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

8.2.1 Technisch en economisch potentieel

Decentrale elektriciteitsopwekking en de inzet van duurzame bronnen met een intermitterend aanbod zoals windenergie en PV kunnen gevolgen hebben voor de elektriciteitsinfrastructuur.

Aansluiting van windparken op land vergt op den duur investeringen in netuitbreiding. Het 150 kVac hoogspanningsnet kent capaciteitsgrenzen. Ook vallen locaties met een hoge windsnelheid meestal niet samen met regio's met een sterke netinfrastructuur. Soms moeten dan nieuwe hoogspanningslijnen worden aangelegd. Ook bij offshore wind zijn investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur op land noodzakelijk. Zowel voor wind op land als voor offshore windparken geldt dat (de planning van)-traditioneel bovengrondse-hoogspanningslijnen een kritische variabele kan zijn. Ondergrondse hoogspanningsleidingen op basis van wisselstroom zijn zeer kostbaar (zelfs over de korte afstanden die hier en daar worden overbrugd).

HVDC is een oplossing, als de ruimte voor AC-verbindingen is uitgeput. Bij het bepalen van de break even afstand gaat het niet om de afstand tot de kust, maar om de totale afstand tot het hoogspanningsnet. In Nederland strekt het hoogspanningsnet zich alleen uit tot de kust van de Noordzee of de Waddenzee, bij de Maasvlakte en Beverwijk (gepland in 2005) respectievelijk de Eemshaven. Windparken op relatief korte afstand van de kust-binnen de 12-mijls zone-lijken in Nederland nauwelijks te worden geaccepteerd. Ook om die reden zal koppeling van offshore windparken door middel van HVDC waarschijnlijk niet lang op zich laten wachten. Wel moet hierbij worden opgemerkt dat dure converter stations op zee of op land nodig zijn (conversie AC-DC-AC).

Toepassing van PV op grote schaal kent andere problemen dan wind op land of op zee. PV-installaties bevinden zich 'achter de meter' van woningen, of leveren stroom aan gebouwen of direct aan het laagspanningsnet. Wanneer op lange termijn veel PV-vermogen is opgesteld wordt op hoogspanningsniveau de belastinggraad van verbindingen lager. Wel zullen netverzwaringen in het laagspanningsnet nodig zijn. Aanpassingen zullen in het algemeen geleidelijk kunnen plaatsvinden.

De overheid voorziet dat het offshore windturbinevermogen in 2020 ca. 6000 MW zou kunnen bedragen. De ontwikkeling van windturbineparken binnen de 12-mijls zone stuit in Nederland op barrières van maatschappelijke acceptatie (visuele hinder). Daarom is te verwachten dat ongeveer 80% van het bovengenoemde vermogen zal moeten worden ontsloten op basis van HVDC. Op basis van Tabel 8.2 zullen minimaal vier HVDC-verbindingen van 2 × 600 MW nodig zijn, met een totale investering van € 1,1-1,3 miljard. Deze schatting vormt een ondergrens; in de beginfase zal het namelijk niet mogelijk zijn een capaciteit van 2 × 600 MW toe te passen.

8.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Reductie CO_2-emissie

De toepassing van HVDC is op een afstand van 50 km of meer vanaf de kustlijn om technische en economische redenen bijna onontkoombaar. HVDC vormt dan een logische complementaire ontwikkeling van offshore windenergie. De toepassing van HVDC beperkt het energieverlies in vergelijking met HVAC, aangenomen dat een AC-verbinding een reëel alternatief vormt.

Reductie verzurende emissies

De toepassing van HVDC is in Nederland verbonden met de ontwikkeling van offshore windenergie. De indirecte effecten zowel wat betreft reductie van CO_2-emissie als reductie van verzurende emissies kunnen het beste worden toegerekend aan de optie offshore windenergie.

8.2.3 Strategisch belang

Ontwikkeling van offshore windenergie is belangrijk voor Nederland in verband met het realiseren van doelstellingen op het gebied van duurzame energie en CO_2-reductie. HVDC in Nederland kan vooral worden beschouwd als een complementaire ontwikkeling van de grootschalige toepassing van offshore windenergie. Voor de ontsluiting van grote offshore windparken is HVDC op den duur onmisbaar.

8.3 Maatschappelijke aspecten

8.3.1 Rol nationale industrie

HVAC en HVDC zijn technieken die worden ontwikkeld en gecommercialiseerd door grote concerns, zoals ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi en Pirelli. Er zijn enkele nationale bedrijven (NKF, Twentse Kabel) die componenten leveren voor hoogspanningsverbindingen. Deze bedrijven kunnen een zekere rol spelen bij de ontwikkeling en commercialisering van HVAC en HVDC technieken.

8.3.2 Invloed Nederlands beleid

Omdat voor de ontsluiting van grote offshore windparken HVDC op den duur onmisbaar is, zullen Nederlandse bedrijven, waaronder de genoemde kabelfabrikanten en vooral Tennet, en de overheid moeten samenwerken om de HVDC-technologie in Nederland te impleteren. R&D-beleid is ook op nationale schaal gewenst (industrie, technologische instituten, KEMA, etc).

8.3.3 Ruimtelijke aspecten

Ruimtebeslag kan een factor van betekenis (kosten) zijn bij converter stations. Op nationale schaal is het ruimtebeslag van een HVDC-verbinding echter geen onoverkomelijk probleem. HVDC is in tegenstelling tot HVAC op land ondergronds aan te leggen (bij HVAC zijn de kosten van ondergrondse aanleg op land zeer hoog).

8.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid

HVDC wordt in Nederland geassocieerd met ontwikkeling van offshore windenergie. Offshore windenergie kan een positieve invloed hebben op de voorzieningszekerheid. Ook kan HVDC ertoe bijdragen dat de kans op grootschalige stroomuitval wordt beperkt, omdat offshore windparken als het ware flexibel worden gekoppeld met het HVAC-net op land.

8.3.5 Maatschappelijke aspecten

Technologie op het gebied van elektriciteitstransport, zoals hoogspanningsgelijkstroom HDVC maakt het mogelijk offshore windturbineparken op grotere afstand van de kust te realiseren en kan op die manier een bijdrage leveren aan maatschappelijk draagvlak voor offshore wind energie.

8.4 Referenties

Balloch, D. (2003): *HVDC projects with marine infrastructure.* David Balloch & Associates Pty. Ltd. Http://www.dballoch.com.au/HVDC.html.

EnsocWeekly 2003a, 10 oktober 2003, p. 2.

EnsocWeekly 2003b, 7 augustus 2003, p. 1.

ETSO: *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe*. winter 2000-2001.

Grünbaum, R. et al (2002): *FACTS-improving the performance of electrical grids.* ABB Review 2002/03, pp 11-18.

ICF (2002): *Unit Costs of constructing new transmission assets at 380kV within the European Union*. Norway and Switzerland. ICF Consulting, October 2002.

Internetbron 1: http://www.dballoch.com.au/electric.html.

Lako, P. (2003): *Kenmerken van gelijkstroom of wisselstroom hoogspanningsnetwerken.* ECN-bijdrage aan het PREGO-project. ECN-C--03-124, november 2003.

Roseman, E. (2002): *A tale of two transmission systems*.

9. ELEKTRICITEITSOPSLAG

9.1 Stand van de techniek

9.1.1 Technologiebeschrijving

Het is mogelijk opgewekte elektriciteit die niet instantaan gebruikt kan worden tijdelijk op te slaan. Dit kan in systemen waarbij de elektriciteit tijdelijk omgezet wordt in een andere vorm van (potentiële) energie (Sandia, 2001; Gandy, 2000). De verwachting is dat opslag met name een rol zal spelen bij het opheffen van middellange en lange termijn verschillen tussen vraag en aanbod (fluctuaties op termijnen van enkele uren tot een seizoen). Voor deze termijnen hebben de volgende systemen de belangrijkste potentie (Stortelder en Van der Veen, 2003).

Pompaccumulatiecentrales

- *Pompaccumulatie met water* is de techniek waarbij water uit een lagergelegen spaarbekken opgepompt wordt naar een hoger gelegen spaarbekken. De pompaccumulatiecentrale is een aanvulling op of uitbreiding van een waterkrachtcentrale met spaarbekken. Het grote ruimtegebruik en het benodigde hoogteverschil tussen de bekkens legt beperkingen op aan het gebruik van deze technologie.
- *Pompaccumulatie met lucht* is de techniek waarbij lucht gecomprimeerd wordt in een drukbestendige ruimte, om bij piekvraag ingezet te worden in een gasturbine. Als opslagmedium kan een geologische ruimte gebruikt worden, zoals een uitgespoelde zoutmijn, of speciaal ontwikkeld drukvat.

Elektrochemische opslag in oplaadbare batterijen

De belangrijkste onderdelen van een batterij zijn de positieve en de negatieve elektrodes, ofwel respectievelijk anode en kathode, en de elektrolyt. Tijdens het ontladen reageert het anodemateriaal met de elektrolyt, waarbij één of meer elektronen opgenomen worden. Deze elektronen komen als het ware via het aangesloten stroomcircuit uit de kathode. De kathode kan elektronen leveren doordat het kathodemateriaal eveneens met de elektrolyt reageert. Een batterij is oplaadbaar als de reacties tussen zowel anode en elektrolyt als kathode en elektrolyt omkeerbaar zijn. Tijdens opladen vindt dan de omgekeerde reactie plaats als die welke tijdens ontladen optreedt.

- *Loodbatterij* is de grootschalige toepassing van de welbekende lood-accu, meestal uitgevoerd als vlakke-plaat accu, maar in grotere toepassingen ook als buisjes-plaat of 'rot-plate' accu. De elektrolyt bestaat uit een mengsel van zwavelzuur en water, de kathode uit lood en de anode uit loodoxide.
- *Nikkel-cadmium batterij* is naast de loodaccu de meest toegepaste batterij. De grotere toepassingen zijn open, en gebruiken een waterig elektrolyt, meestal een oplossing van kaliumhydroxide. De kathode bestaat uit geoxideerd nikkel, terwijl de anode uit cadmium bestaat.
- *Natrium zwavel batterij* is een vermogensbatterij die bij relatief hoge temperaturen (meer dan 300°C) werk, met de bijzonderheid dat de elektrolyt, beta aluminium ceramiek, vast is terwijl de anode (zwavel) en de kathode (natrium) vloeibaar zijn.
- *Lithium batterij* is een relatief nieuw batterijtype met een zeer hoog rendement (bijna 100%) dat binnen korte tijd een aanzienlijk aandeel in de markt voor draagbare toestellen heeft veroverd. De kathode is een lithium-metaaloxide, de anode is van koolstof met een gelaagde structuur terwijl de elektrolyt wordt gevormd door een lithiumzout opgelost in organische carbonaten.

- *Flowbatterij* of reversibele brandstofcel, waarvoor het principe van de werking gelijk is aan die van de hiervoor behandelde batterijen, maar het belangrijke verschil is er met twee elektrolyten gewerkt wordt, die door een polymeer membraan van elkaar gescheiden zijn. Bovendien worden de elektrolyten rondgepompt naar gescheiden opslagvaten, waardoor zelfontlading geminimaliseerd wordt. Er zijn drie typen: vanadium, natriumsulfide/natriumbromide en zinkbromide.

Een opslagsysteem wordt gekenmerkt door twee grootheden, vermogen en capaciteit, die in tegenstelling tot opwekkingsopties in principe volstrekt niet gerelateerd zijn. Ter illustratie: het vermogen van een pompaccumulatiecentrale met water (uitgedrukt in Watts) wordt bepaald door de gebruikte turbines. De capaciteit van de centrale wordt gegeven door de opvangmogelijkheid van de reservoirs. De inhoud wordt normaal gesproken gegeven in kubieke meters, maar kan ook worden uitgedrukt in Watturen. De capaciteit bepaald hoeveel elektriciteit maximaal kan worden opgeslagen (totdat het reservoir of een batterij 'vol' is) en bepaalt gedurende welke tijd uit de opslag het maximale vermogen aan elektriciteit kan worden geleverd.

9.1.2 Huidige toepassing

Opslag van elektriciteit wordt in Nederland momenteel nog niet grootschalig toegepast. Dit ligt voor een belangrijk deel aan de kosten van opslag, die nu nog zodanig zijn dat opslagtechnieken de concurrentie met opwekkingsopties niet aankunnen. De enige optie die wel veelvuldig wordt toegepast in het buitenland, de pompaccumulatie met water, is vanwege de specifieke eisen voor toepassing van deze techniek (grote waterbassins met liefst aanzienlijk hoogteverschil) minder geschikt voor gebruik in Nederland.

In de Europese Unie wordt energieopslag met behulp van pompaccumulatie al grootschalig toegepast, met een jaarlijkse productie van bijna 27 TWh in 2002. De vermogens van pompaccumulatiecentrales varieert tussen 200 MW en 2000 MW, en de capaciteit varieert tussen de 2 GWh en 25 GWh. Deze systemen hebben vaak toegevoegde waarde als opslagsysteem voor water, wat de rentabiliteit verbetert. Verder zijn ook de pompaccumulatie met lucht en de loodaccu batterij als volwassen technologie te beschouwen. In Duitsland bestaat voor beide systemen een werkende installatie, respectievelijk van 290 MW/2,9 GWh en 8,5 MW/8,5 MWh. Doordat de vraag naar elektriciteitsopslag vooralsnog gering is, en de kosten van deze typen van opslag nog relatief hoog zijn, is er nog geen sprake van grootschalige toepassing. Van de overige typen batterijsystemen zijn alleen demonstratieinstallaties gebouwd.

9.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

De pompaccumulatiesystemen, alsmede de loodaccu en de nikkelcadmium batterij zijn technologieën die vrijwel uitontwikkeld zijn. Hierbij zijn maar weinig verbeteringen te verwachten.

De flowbatterijen zijn nog in de demonstratiefase. Er valt nog veel te leren van het toepassen van het principe. Vooruitgang uit zich vooral in een kostendaling als gevolg van grootschalige toepassing, en verbeteringen in het rendement. De natriumsulfide batterij is vrijwel uitontwikkeld. Aan lithiumbatterijen wordt nog veel onderzoek gedaan, waarbij recent een aantal doorbraken in materiaalgebruik hebben plaatsgevonden. Deze doorbraken leiden naar verwachting tot hogere efficiëntie en een langere levensduur van het systeem.

9.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Een belangrijke technische factor in de opslagtechnieken is de efficiëntie. Verhoging van de efficiëntie zorgt voor minder elektriciteitsverlies. Dit geeft niet alleen lagere kosten, maar zorgt er tevens voor dat er minder opwekkingsvermogen geïnstalleerd hoeft te worden. Aangezien een

groot aantal technologieën in de kinderschoenen staat, is een verhoging van de efficiëntie nog te verwachten.

Een tweede aspect dat een grote invloed heeft op de rol die opslag kan spelen in de energievoorziening is de levensduur van installaties. Voor beide pompaccumulatiesystemen is de levensduur lang, tenminste dertig jaar. Bovendien geldt voor deze opties dat de levenduur met relatief kleine investeringen aanzienlijk verlengd kan worden. Voor de batterijachtige typen geldt over het algemeen een bepekte levensduur. Dit heeft er mee te maken dat de chemische omzettingen in de praktijk niet 100% omkeerbaar zijn.

De kosten van opslagsystemen zijn van vele factoren afhankelijk. Niet alleen de materiaalkosten van het gebruikte systeem spelen een rol, maar ook de kosten van elektriciteit en vooral het verschil tussen piek- en dalprijzen hebben een grote invloed op de rentabiliteit van de systemen. Net als bij de pompaccumulatie met water, waarbij de spaarbekkens ook gebruikt worden als (drink)wateropslag, kunnen systemen secundaire doelen dienen, en daarmee een soms moeilijk kwantificeerbare bonus hebben.

In Tabel 9.1 wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste technische en economische parameters voor opslag. In tegenstelling tot een opwekkingsysteem is het bij een opslagsysteem niet mogelijk de investeringskosten als één grootheid weer te geven. Naast het vermogen wordt een systeem ook gekenmerkt door zijn capaciteit. Doordat een aantal technologieën nog niet in productiefase is, is niet voor alle technologieën een (betrouwbare) inschatting van de onderhoudskosten (O&M-kosten) te geven.

Tabel 9.1 *Technische en economische kenmerken van opslagsystemen (Stortelder en van der Veen, 2003)*

Technologie	Huidig cyclus rendement	Toekomstig cyclus rendement	Levensduur	Investeringskosten vermogen	Investeringskosten capaciteit	Onderhoudskosten
	[%]	[%]	[jaar]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh.j]
pompaccumulatie, water	75	82	40	725	100	4
pompaccumulatie, lucht	70	75	40	425	60	1,5
loodaccu	75	77	7	250	225	1,5
flowbatterij: vanadium	82	85	15	2500	800	5
flowbatterij: PSB	70	80	15	1600	125	laag
flowbatterij: ZnBr	75	80	10	250	400	laag
natriumzwavel batterij	85	85	15	1700	250	onbekend
lithium batterij	92	94	onbekend	2500	1600	onbekend
nikkelcadmium batterij	62	66	20	250	1000	onbekend

Opvallend is wellicht dat een opslagsysteem zowel kosten per kW als kosten per KWh kent. Dit komt doordat het vermogen en de capaciteit voor een opslagsysteem onafhankelijke grootheden zijn. Ter illustratie: een pompaccumulatiecentrale met water van 1 GW en 1 GWh kost 825 M€ en kan slechts gedurende één uur zijn vermogen leveren. Een centrale met hetzelfde vermogen, maar een capaciteit die 24 keer zo groot is (en dus gedurende één etmaal het maximale vermogen kan leveren), kost 3125 M€ . Omdat vermogen en capaciteit onafhankelijk zijn, is het dus niet mogelijk om één investeringskostenparameter te geven.

De frequentie van het gebruik van een opslagsysteem bepaald wat belangrijker is: lage kosten of een hoog rendement. Wanneer de opslag dagelijks wordt gebruikt is een hoog rendement van belang en mogen de kosten wat hoger zijn. Wanneer de opslag slechts enkele malen per jaar wordt gebruikt (seizoensopslag) dan is een hoog rendement minder belangrijk, maar zijn lage kosten een issue.

Wanneer elektriciteitsopslag wordt gebruikt bijvoorbeeld bij grootschalige inzet van duurzame bronnen dan zijn de additionele kosten per kilowattuur voor elektriciteitsopslag sterk afhanke-

lijk van het daadwerkelijke gebruik van de opslag. Voor de goedkoopste optie (pompaccumulatie met lucht) komen de kosten in de huidige situatie overeen met een additionele elektriciteitsprijs van rond de 5 € ct/kWh (Martinus, 2004).

9.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

9.2.1 Technisch en economisch potentieel

De verwachting is dat binnen afzienbare tijd de technische ontwikkeling van opslagsystemen zodanig is dat de technische kernmerken geen belemmering vormen voor marktintroductie. De economische haalbaarheid van opslag blijft op de korte termijn echter beperkt. Alleen als er sprake is van bijkomende voordelen, zoals het gebruik van spaarbekkens als watervoorziening, zal een opslagsysteem rendabel ingezet kunnen worden.

Op de lange termijn zijn de economische verwachtingen voor opslag positiever, vooral in combinatie met aanbodvolgende technologieën, zoals zonne-energie en windenergie. Dit geldt zeker als er milieudoelstellingen zijn die er ten eerste voor zorgen dat er een aanzienlijk aandeel van aanbodvolgend vermogen wordt opgesteld, en ten tweede een financiële prikkel is om zo min mogelijk fossiele brandstoffen te gebruiken.

Voor Nederland kan opslag er op termijn voor zorgen dat windenergie een aanzienlijk bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening kan leveren.

9.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

CO_2-emissiereductie

Opslag zal indirect een bijdrage aan de reductie van CO_2-emissies kunnen leveren. Door leveringsoverschotten van elektriciteit uit wind of zon in een opslagsysteem op te slaan, en deze bij leveringstekorten in te zetten, is het mogelijk fossiel vermogen uit te sparen. Opslag kan dus dienen als methode om de afstemming tussen aanbod uit wind en zon beter af te stemmen op de vraag, en zodoende het uitgespaarde fossiele vermogen vergroten (Halberg, 1998; Van Wijk, 1992).

Door de uitsparing van fossiel vermogen zal ook de emissie van verzurende stoffen zoals NO_x en SO_2 verminderen.

9.2.3 Strategisch belang

Gezien het huidige aandeel van pompaccumulatiesystemen in de waterkrachtvoorziening zal opslag met behulp van deze technologie in ieder toekomstbeeld voorkomen. Uitbreiding van de bestaande capaciteit is echter onzeker. Voor batterijsystemen geldt dat de verdere penetratie sterk gekoppeld is aan het aandeel dat intermitterende bronnen in de elektriciteitsopwekking zullen hebben. Alleen als dit aandeel aanzienlijk is, is er naar verwachting een kans voor grootschalige toepassing van elektriciteitsopslag. Zelfs in die gevallen kan opslag beconcurreerd worden door andere opties, zoals productie van waterstof.

9.3 Maatschappelijke aspecten

9.3.1 Rol industrie

Momenteel spelen alleen onderzoeksinstellingen en consultancybedrijven een rol in de kennisontwikkeling en implementatie van opslag.

9.3.2 Invloed van Nederlandse beleid

Nederlands beleid kan instrumenteel zijn in de introductie van grootschalige opslag in Nederland. Zoals eerder aangegeven zal een groot aandeel windenergie de marktsituatie van opslagsystemen aanzienlijk verbeteren, mogelijk tot aan het punt waarop opslag onmisbaar wordt.

9.3.3 Ruimtelijke aspecten

Het ruimtebeslag van opslagsystemen in de vorm van batterijen is van dezelfde orde van grootte als die door conventionele opwekkingstechnieken. Dit geldt ook voor pompaccumulatie met lucht, omdat hierbij de opslag ondergronds plaatsvindt. Voor pompaccumulatie met water zou het ruimtebeslag aanzienlijk zijn.

9.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Opslagtechnologieën kunnen een bijdrage leveren aan de vermindering van de afhankelijkheid van geïmporteerde olie. Echter, gezien de inzet als ondersteunende technologie bij windenergie zal dit effect zeer gering zijn ten opzichte van de hoeveelheden olie die Nederland jaarlijks netto importeert.

9.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Het maatschappelijk draagvlak voor toepassing van opslagtechnologieën zal sterk afhangen van de soort techniek die toegepast wordt. Voor grootschalige pompaccumulatie met water zal in Nederland waarschijnlijk maar met moeite draagvlak zijn te creëren. Voor batterijsystemen hangt het draagvlak vooral af van de mogelijkheid om de gebruikte chemicaliën goed te isoleren. Dit is naar verwachting geen probleem (Stortelder en Van der Veen, 2003), zodat er waarschijnlijk geen drempels zullen zijn voor grootschalige toepassing van opslagsystemen.

9.4 Referenties

Martinus, G.H. (2004): *De potentie van opslag: een analyse met MARKAL in het kader van het PRogramma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek*. ECN-C--04-005, ECN, Petten, (nog te verschijnen).

Gandy, S. (2000): *A guide to the range and suitability of electrical energy storage systems for various applications, and an assessment of possible policy effects*. University of London.

Halberg, N. (1990): *Power production simulation for wind power assisted systems*. Proc. International Conference on Applications of Power Production Simulation, June 11-13, 1990. Washington, D.C.

SANDIA (2001): *Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage*. Sandia report, SAND2001-0765.

Stortelder, B.J.M., W. van der Veen (2003): *Technische en economische karakteristieken van opslagsystemen*. Studie in het kader van het Programma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek (PREGO), rapport nr. 50361581-PS/SEN 03-3031.

Wijk, A.J.M. van, N. Halberg, W.C. Turkenburg (1992): *Capacity credit of wind power in the Netherlands*. Electric Power Systems Research, *23* (1992) 189-2000.

10. WATERSTOFDISTRIBUTIE EN -OPSLAG

10.1 Stand van de techniek

10.1.1 Technologiebeschrijving

Waterstof is een energiedrager, net als aardgas of elektriciteit. Waterstof kan op verschillende manieren geproduceerd worden:

- *Stoomreforming van aardgas*
  Aardgas (CH_4) en stoom (H_2O) reageren tot waterstof (H_2) en CO_2. Een alternatief is productie van waterstof uit steenkool of olie, maar dat is lastiger dan productie uit aardgas vanwege de chemische samenstelling (in aardgas is de verhouding koolstof: waterstof 1:4, bij olie 1:2 en bij kolen 1:1)Wanneer de marktprijs van kolen in de toekomst daalt en de marktprijs van aardgas stijgt (bijvoorbeeld vanwege klimaatbeleid), zou waterstofproductie uit kolen vanuit economische overwegingen wel aantrekkelijker kunnen worden.
- *Vergassing van biomassa*
  Vergassing vindt plaats bij een hoge temperatuur (850°C) en onder een beperkte toevoer van lucht of zuurstof.
- *Elektrolyse van water*
  Alleen indien de elektrolyse gebeurd met duurzaam opgewekte elektriciteit spreekt men van duurzame waterstof.
- *In kerncentrales*
  Er worden nieuwe typen nucleaire centrales ontwikkeld waarin rechtstreeks waterstof geproduceerd kan worden en de hoeveelheid radio-actief afval beperkt is in vergelijking tot de huidige centrales.

Distributie van zuiver waterstof kan waarschijnlijk alleen plaatsvinden in een specifiek hiervoor ontworpen leidingenstelsel. Distributie van waterstof via het bestaande aardgasnet is problematisch vanwege twee knelpunten. Ten eerste is de lekdichtheid van het aardgasnet een probleem, waterstof diffundeert makkelijker door de leidingen dan aardgas. Ten tweede heeft waterstof een veel lagere energiedichtheid dan aardgas. Om bij dezelfde druk een zelfde hoeveelheid energie te kunnen transporten zijn daarom leidingen nodig met een grotere diameter. Dit laatste hoeft in de praktijk niet altijd tot problemen te leiden door vraagbeperking in combinatie met de huidige overdimensionering van (een deel van) het huidige leidingstelsel.

Waterstof als energiedrager kent verschillende toepassingsmogelijkheden:

- waterstofdistributie i.p.v. aardgas in de gebouwde omgeving,
- bijmenging van waterstof in het huidige aardgasnet,
- opslagcapaciteit als oplossing voor het aanbodgestuurde karkater van duurzame elektriciteitsopwekking,
- als brandstof in de transportsector.

De productie van waterstof via elektrolyse met duurzame elektriciteit kan gezien worden als een mogelijke oplossing voor het aanbodgestuurde karakter van duurzame elektriciteitsopwekking, het biedt een buffercapaciteit. Vanwege het conversieverlies bij elektrolyse en vervolgens bij elektriciteitsproductie uit waterstof is dit echter alleen een optie indien de onbalans tussen duurzaam aanbod en vraag zodanig groot is dat er geen enkele andere mogelijkheid meer resteert dan omzetting in waterstof (zie Paragraaf 10.2.1).

Waterstof kan tot 3 volume% bijgemengd worden bij aardgas zonder dat aardgasnetten en apparatuur (CV-ketels, fornuizen) vervangen hoeven te worden. Tot 12 volume% bijmenging is mo-

gelijk wanneer oude apparatuur wordt vervangen, en tot 25 volume% bijmenging is mogelijk wanneer aanpassingen aan het aardgasnetwerk plaats vinden. Belangrijk is te realiseren dat de energie-inhoud per volume eenheid van waterstof een factor 3 lager is dan van aardgas. Tevens is de gemiddelde gasvraag slechts de helft van de piekvraag. Uiteindelijk levert bijmenging van 25 vol% waterstof in het aardgasnet slechts 4% CO_2-reductie op (IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2003).

De waterstof kan ook lokaal in de gebouwde omgeving (en de glastuinbouw) worden omgezet in warmte en elektriciteit via een brandstofcel. Omzetting van waterstof in conventionele conversiesystemen (zoals een aangepaste HR-ketel) is energetisch niet zinvol. De productie van waterstof kost veel energie en alleen via efficiënte conversie bij de eindverbruiker kan hiervoor worden gecompenseerd. In die zin is het bijmengen van waterstof via het aardgasnet geen optie.

Waterstof kan ook als brandstof worden gebruikt in de transportsector, voorwaarde is dat voertuigen zijn uitgerust met een brandstofcel en elektrische aandrijving.

10.1.2 Huidige toepassing

Stoomreforming van aardgas wordt reeds lange tijd op industriële schaal toegepast. In raffinaderijen wordt op die wijze waterstof geproduceerd dat nodig is bij ontzwavelingsprocessen van brandstoffen en in krakers en in de kunstmestindustrie wordt waterstof geproduceerd voor kunstmestfabricage. In het Rotterdamse havengebied wordt een waterstofdistributienet geëxploiteerd dat verschillende raffinaderijen verbindt inclusief een opslagfaciliteit.

Momenteel worden in Nederland de eerste experimenten uitgevoerd met brandstofcellen voor de verwarming van de woning. Hierbij wordt echter aardgas als brandstof gebruikt die in de woning via een reformer wordt omgezet in H_2 en CO_2. Dit experiment moet gezien worden als een eerste stap naar een op zuiver waterstof gebaseerd energiesysteem.

In Amsterdam zullen binnenkort enkele stadsbussen op waterstof gaan rijden. De proef maakt deel uit van de introductie van een dertigtal bussen in tien verschillende Europese steden. In 2003 is in het IJslandse Reykjavik het eerste openbare waterstofstation ter wereld geopend. Alleen enkele elektrisch aangedreven stadsbussen voorzien van een brandstofcel zullen op de waterstof gaan rijden. In het IJslandse project wordt de waterstof geproduceerd via elektrolyse met elektriciteit die via waterkracht en geisers is opgewekt.

10.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

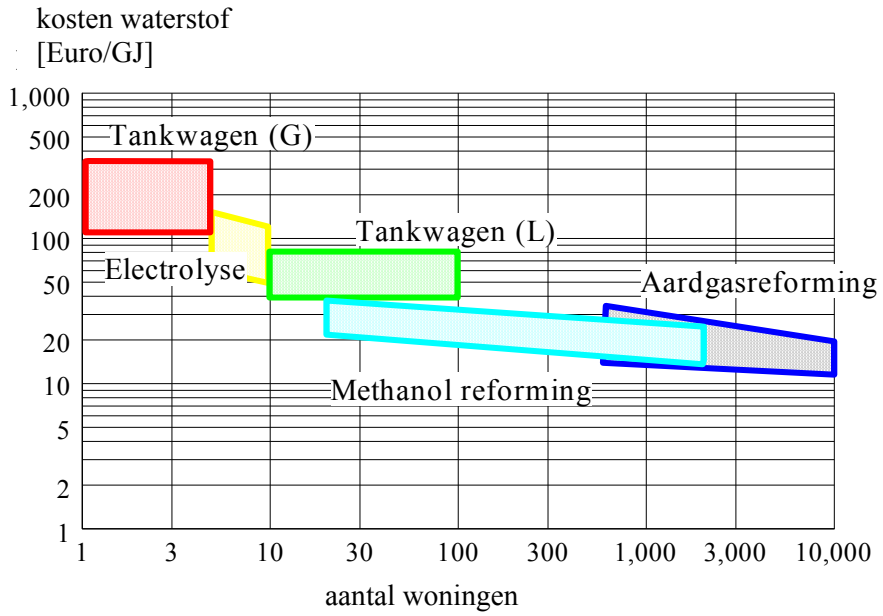
Het ontwerpen en aanleggen van een waterstofdistributienet is technisch geen probleem.

Aan de opslag van waterstof wordt nog veel onderzoek gedaan. Waterstof heeft een zeer lage energiedichtheid (10,8 GJ/m^3 terwijl bijvoorbeeld aardgas een energiedichtheid heeft van 31,65 GJ/m^3). Belangrijk knelpunt bij waterstof is dat het moeilijk is om grote hoeveelheden (in termen van energie) compact op te slaan. Waterstof wordt pas bij zeer lage temperatuur en zeer hoge druk vloeibaar. Vloeibare opslag leidt tot een energieverlies van rond de 30%. Ook wordt geëxperimenteerd met opslag van waterstof in metaalhydriden, waarbij waterstof zich bindt aan het oppervlak van de metaalhydriden waardoor in 1 m^3 meer dan 1m^3 waterstof kan worden opgeslagen. Ook hiervoor geldt dat de energieverliezen aanzienlijk zijn.

Zowel met de toepassingsmogelijkheden in de gebouwde omgeving als in de transportsector wordt geëxperimenteerd.

10.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

(De Groot en Jeeninga, 2003) hebben gekeken naar het opzetten van een praktijkexperiment gericht op de grootschalige introductie van waterstof in de Gebouwde Omgeving. De enige technologie die geschikt is voor toepassing op grote schaal (>10.000 huishoudens) vanwege het hoge rendement en de geringe kosten is aardgasreforming. Zoals de grafiek laat zien, is er een sterk verband tussen de kosten en de schaalgrootte van de productie/leveringsoptie.



Figuur 10.1 *Verschillende technologieën voor de productie/levering van waterstof in de gebouwde omgeving: indicatieve kosten en karakteristieke schaalgroottes (de Groot en Jeeninga, 2003)*

10.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

10.2.1 Technisch en economisch potentieel

De bijdrage van waterstofdistributie aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding is afhankelijk van de wijze waarop die waterstof is geproduceerd. Bij de productie van waterstof via elektrolyse met duurzame elektriciteit gaat minstens 10% van de elektriciteit verloren, uitgaande van een toekomstig conversierendement voor elektrolyse van 90% (van Hilten et al, 2000). Vervolgens gaat (uitgaande van een toekomstig elektriciteitsopwekkingsrendement van 70%) nog eens minstens 30% verloren bij de productie van waterstof via elektrolyse. Dat betekent een overall conversie rendement van maximaal 63%! Gezien dit conversieverlies is het alleen aantrekkelijk elektriciteit uit duurzame bronnen om te zetten in waterstof wanneer seizoensopslag strikt noodzakelijk is. Dat is niet eerder het geval dan wanneer duurzame bronnen meer dan 50% van de elektriciteitsvraag voorzien. Dan nog kunnen elektriciteitscentrales op fossiele brandstoffen als buffer fungeren. Een goede mix van verschillende duurzame bronnen kan zorgen voor een beter aanbodpatroon: windenergie levert meer elektriciteit in de winter en PV in de zomer en biomassa kan worden opgeslagen. Tenslotte zijn er verschillende alternatieven denkbaar voor seizoensopslag via waterstofproductie, zoals pompaccumulatie (zie Hoofdstuk 9) of demand side management (bijvoorbeeld alleen aluminiumproductie in de zomer).

Bij vergassing van biomassa ontstaat synthesegas (ook wel syngas genoemd) waarvan waterstof kan worden gemaakt, maar ook het vloeibaar methanol dat reeds als input voor brandstofcelauto's wordt gebruikt. Iedere conversiestap betekent energieverlies. Het is daarom vanuit energe-

tisch oogpunt aantrekkelijker biomassa direct te benutten bijvoorbeeld voor bijstook in kolencentrales, dan wel methanol te gebruiken als biobrandstof in de transportsector.

De meest kansrijke optie voor grootschalige productie van waterstof is productie uit fossiele energiedragers (aardgas of kolen). Voorwaarde hierbij is dat die fossiele energiedragers in voldoende mate en tegen een aantrekkelijke prijs beschikbaar zijn. De productie van waterstof uit aardgas of kolen kost energie. Doorgaans neemt bij toepassing van waterstof het beslag op primaire energiedragers toe in plaats van af doordat een extra conversiestap wordt geïntroduceerd. Weliswaar kunnen met waterstoftoepassingen (zoals de brandstofcel) hogere conversierendementen worden bereikt, maar toch zal de productie, distributie en gebruik van waterstof niet of nauwelijks leiden tot een reductie van CO_2-emissie door extra conversiestappen. Alleen wanneer de productie van waterstof uit fossiele energiedragers plaats vindt in combinatie met CO_2-afvang en opslag kan substantiële CO_2-emissiereductie worden bereikt. In dat geval wordt waterstof een 'klimaatneutrale' energiedrager genoemd (Jeeninga, 2002a).

Een voorwaarde voor verregaande CO_2-reductie door de inzet van waterstof in de gebouwde omgeving is de aanpassing van de energie-infrastructuur. Voor toepassing in de transportsector is aanpassing van het voertuigpark vereist (elektrische aandrijving via brandstofcel).

10.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Als verondersteld wordt dat de warmtevraag in de gebouwde omgeving in 2050 bijna 600 PJ zal zijn (van Hilten, 2000; Jeeninga, 2002b) dan kan met bijmenging van 25 volume % waterstof maximaal 1 Mton CO_2-reductie worden bereikt.

Verdergaande reducties zijn mogelijk wanneer het aardgasnet in de gebouwde omgeving wordt vervangen door een waterstofnet. Het ligt voor de hand dat dit alleen in situaties van nieuwbouw of herstructurering gebeurt. Een probleem bij de ombouw van gas naar waterstofdistributie is dat lokale waterstofnetten verspreid over het land van waterstof uit centrale productie moeten worden voorzien. Dat staat een meer geleidelijke overgang in de weg. Dit is mogelijk oplosbaar door waterstof bij te mengen in het gasnetwerk en later weer te scheiden in aardgas en waterstof. Via membranen zou de waterstof en aardgas weer gescheiden kunnen worden. Deze scheiding kost wel energie. Gasunie onderzoekt momenteel de mogelijkheden.

Stel dat in de periode 2020-2050 per jaar ca. 50.000 woningen en aangrenzende utiliteitsgebouwen van een waterstofdistributienet kunnen worden voorzien, dan kan in 2050 wellicht 1/4^{e} van de gebouwde omgeving zijn overgeschakeld van aardgas op waterstof. Daarmee kan een CO_2-reductie van ca. 8 Mton worden bereikt, mits de waterstof uit duurzame of klimaatneutrale bronnen wordt geproduceerd.

Door de toepassing van brandstofcellen kan de NO_x-emissie in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw worden teruggedrongen. De NO_x-emissie in deze sectoren is ca. 10% van de totale NO_x-emissie in Nederland.

Bij de toepassing van waterstof en brandstofcellen in stadsbussen, zoals in Amsterdam, wordt de belangrijkste winst behaald bij het terugdringen van NO_x en fijn stof. In tegenstelling tot bussen die op diesel rijden stoot een brandstofcelbus zelf geen broeikasgassen of luchtvervuilende emissies uit, maar dit komt nog wel vrij bij de productie van de brandstof. Toch ligt de netto uitstoot aan broeikasgassen ongeveer 30 tot 40% lager dan bij diesel.

10.2.3 Strategisch belang

Waterstofdistributie is op lange termijn een voorwaarde wanneer brandstofceltechnologie wordt gezien als een oplossing voor de reductie van broeikasgassen. Emissiereductie is echter zeer afhankelijk van de wijze waarop waterstof wordt geproduceerd.

10.3 Maatschappelijke aspecten

10.3.1 Rol industrie

Er zijn Nederlandse industriële partijen die zich met de ontwikkelingen rond waterstof bezig houden, maar op beperkte schaal. Gasunie doet onderzoek naar de mogelijkheden voor waterstofdistributie. Shell heeft in 1999 een business organisatie Shell Hydrogen opgezet om de kansen te ontwikkelen voor Shell op het gebied van waterstof en brandstofcellen. Hoek Loos houdt zich bezig met transport van gassen waaronder waterstof. Ook kent Nederland een waterstofvereniging.

10.3.2 Invloed van Nederlands beleid

Waterstof is een energiedrager. De inzet van waterstof kan alleen gestimuleerd worden door technologieën te stimuleren voor de productie, distributie, opslag en toepassing van waterstof. De technische vooruitgang en prijs van brandstofcellen voor toepassing in de gebouwde omgeving zijn afhankelijk van de ontwikkelingen rond de brandstofcel in de automobielindustrie. De invloed van Nederland daarop is beperkt. De Amerikaanse president Bush heeft onlangs aankondigd $ 1,2 miljard in de ontwikkeling van waterstof te gaan steken.

10.3.3 Ruimtelijke aspecten

Grootschalige inzet van waterstof vereist aanpassing van de energie-infrastructuur. Op dit moment zijn het de gemeenten die over de aanleg van energie-infrastructuur beslissingen nemen en de energiebedrijven die de benodigde investeringen doen. Individuele gemeenten zullen niet tot een overstap naar waterstof besluiten zolang de onzekerheden te groot zijn. In de geliberaliseerde energiemarkt zullen energiebedrijven de meerkosten van de aanleg van een waterstofdistributienet niet voor hun rekening nemen.

10.3.4 Effect op voorzieningszekerheid

Het terugdringen van de afhankelijkheid van de olie-exporterende landen wordt als argument gebruikt voor de toepassing van waterstof in de transportsector. Het effect op voorzieningszekerheid wordt echter bepaald door de wijze waarop waterstof geproduceerd wordt. De meest kansrijke optie voor grootschalige productie van waterstof is productie uit fossiele brandstoffen. Aangenomen mag worden dat op lange termijn een groot deel daarvan geïmporteerd dient te worden. Dat maakt Nederland afhankelijker van fossiele brandstoffen uit het buitenland en heeft dus een negatief effect op de voorzieningszekerheid.

10.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Om waterstof op maatschappelijk geaccepteerde wijze toe te passen zal dat net zo veilig moeten zijn als het gebruik van aardgas op dit moment. Dat is technisch mogelijk, maar vereist dat bij toepassing van waterstof extra veiligheidsmaatregelen genomen worden. Waterstof is zeer explosief en brandt onzichtbaar waardoor een waterstofbrand moeilijk detecteerbaar is. In open ruimtes (transportsector) is een voordeel dat waterstof een licht gas is dat gauw opstijgt.

10.4 Referenties

Groot, A. de en Jeeninga, H. (2003): *Praktijkexperimenten waterstof in de gebouwde omgeving.* ECN-C--04-028, Petten, nog te verschijnen.

Hilten, O. van et al.(2000), *Energietechnologie in het Spanningsveld tussen Klimaatbeleid en Liberalisering*. ECN-C--00-020, Petten. Informatie over gebruikte data P. Kroon, ECN Beleidsstudies, februari 2004.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme, (2003): *Reduction of CO_2 emissions by adding hydrogen to natural gas*. report number PH4/24, October 2003.

Jeeninga, H.; Jelsma, J.; Kester, J.C.P.; Burger, H. (2002a): *Klimaatneutrale energiedragers in de Gebouwde Omgeving: Naar een actieplan*. ECN-C--02-077.

Jeeninga, H., Kroon, P., Weeda, M., Wunnik, T., van, Kipperman (2002b): *Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050: evolutie of revolutie?* ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-078.

11. CO_2-AFVANG, -TRANSPORT EN -OPSLAG

11.1 Stand van de techniek

11.1.1 Technologiebeschrijving

Er zijn drie systemen om CO_2 af te vangen: post-combustion, pre-combustion en oxy-fuel combustion.

- Bij *post-combustion* worden fossiele brandstoffen op conventionele wijze verbrand en wordt het CO_2 uit de uitlaatgassen afgescheiden door bijvoorbeeld amine scrubbing.
- Bij *pre-combustion* reageert de fossiele brandstof met zuurstof en lucht, waarbij een CO en waterstof mengsel ontstaat. Bij conversie in een water shift reactor (met stoom) wordt er CO_2 en meer waterstof geproduceerd. Het CO_2 wordt afgescheiden en het waterstof gebruikt voor stroomopwekking of als brandstof.
- Bij *oxyfuel combustion* worden de kolen of het gas met zuivere zuurstof verbrand. Hierdoor wordt er zuiverder CO_2 geproduceerd, waardoor de afvang van CO_2 minder energie kost.

Er zijn enkele processen bij raffinaderijen en in de kunstmestindustrie waarbij CO_2 in zuivere of sterk geconcentreerde vorm vrijkomt, afscheiding is dan niet nodig.

Transport van CO_2 wordt binnen Nederland vooral via pijpleidingen voorzien (Dijk en Stollwerk, 2002). Een alternatief is om het per schip te vervoeren, wat nu beperkt gebeurt voor industriële toepassingen van CO_2. Bij korte afstanden (<1000 km) is vervoer per schip echter economisch onaantrekkelijk (Gale, 2002). CO_2 zal in een pijplijn in superkritische toestand worden getransporteerd (80-120 bar) en moet een zuiverheid van tenminste 95% hebben. Het moet vrij zijn van water ('Quality Specifications', 2002).

CO_2 kan in superkritische toestand geïnjecteerd worden in geologische reservoirs. Er moet hiervoor op de opslaglocatie aan bepaalde voorwaarden voor druk en temperatuur zijn voldaan. Daarnaast geldt voor alle mogelijke opslagplaatsen dat weglekken idealiter uitgesloten is. Eventueel kan een lekpercentage worden toegelaten als het niet tot ernstige effecten voor gezondheid van mens en dier, en voor behoud van ecosystemen leidt. Ook moet het niet zo veel worden dat het een significante bron van broeikasgasuitstoot wordt.

Deze voorwaarden houden in dat de reservoirs tussen de 800 en 4000 meter diep moeten zijn, een ondoordringbare 'cap' moeten hebben, en minstens 10 tot 20 Mton CO_2 moeten kunnen bevatten.

Geologische opslag van CO_2 kan op vier verschillende manieren gebeuren:

- *Enhanced Oil Recovery (EOR).* Na exploitatie van een olieveld, is vaak nog zo'n 40-60% van de olie niet winbaar aanwezig. Door het injecteren van CO_2 in zo'n 'uitgeput' veld wordt de olie gemobiliseerd en kan de opbrengst verhoogd worden. Het CO_2 blijft in principe achter.
- *Enhanced Coal Bed Methane recovery (ECBM)* CO_2 verdringt methaan dat in de poriën zit van koollagen waar mijnbouw niet mogelijk is. Op de plek van 1 methaanmolecuul kunnen zeker twee CO_2-moleculen geabsorbeerd zitten. Het methaan kan gebruikt worden voor energieopwekking, en levert dus klimaatneutrale energie op.
- *Gasvelden of -opslagplaatsen* Gasvelden hebben aangetoond gas voor miljoenen jaren te kunnen vasthouden. Lege gasvelden zouden dus geschikt kunnen zijn als reservoir voor CO_2-opslag.

- *Saline aquifers* De opslag van CO_2 in een diepgelegen, afgesloten zoutmeer onder land of zee. Er is reden om aan te nemen dat de kap van sommige van deze ondergrondse watermassa's ondoordringbaar is.

11.1.2 Huidige toepassing

CO_2-afscheiding gebeurt momenteel alleen in de gaswinning. In de gaswinning is het methaan vaak onverkoopbaar omdat het vermengd is met CO_2. Dat moet worden afgescheiden en wordt normaal naar de atmosfeer geëmitteerd.

CO_2 wordt vooral in de Verenigde Staten al veel getransporteerd. Daar ligt een 3100 km lang netwerk van CO_2-pijpleidingen, die een jaarlijkse capaciteit van ca. 44 Mton CO_2 hebben.

In Noord Amerika wordt EOR al veel toegepast (bijna 80 plaatsen), maar op slechts één plek met het doel om CO_2 uitstoot te verminderen (Weyburn). Met ECBM en EGR zijn nog geen demonstratieprojecten uitgevoerd. De opslag van CO_2 in een diepgelegen, afgesloten zoutmeer onder zee wordt in Noorwegen gedaan in een project van Statoil (0,8 Mton CO_2 per jaar, vanaf 1996). Er staat nog een aantal demonstratieprojecten in de planning, onder andere in Polen, Nederland, Duitsland, Algerije en weer in Noorwegen.

11.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Omdat CO_2-afscheiding soms al moet gebeuren is het een bekende techniek. Er kan echter, vooral met onzuivere stromen, nog veel aan efficiëntieverbeteringen worden doorgevoerd. In Nederland wordt daar veel onderzoek naar gedaan, zowel aan systeemintegratie, gecombineerde waterstofproductie (pre-combustion) als aan afscheiding door bijvoorbeeld membraantechnieken.

Transport van CO_2 is een uitontwikkelde technologie waarvan niet wordt verwacht dat ze problemen oplevert. Het is een contante kostenpost voor afvang en opslag van CO_2 en er zijn geen doorbraken te verwachten. Het is zaak om bij het ontwikkelen van een opslagproject de bron en sink van het CO_2 zo dicht mogelijk bij elkaar te plannen en een zo groot mogelijk volume te bereiken om de transportkosten te beperken.

Alle vormen van CO_2-opslag bevinden zich nog in de ontwikkelingsfase. De ene methode is verder dan de andere, maar grootschalige CO_2-reducties zijn nog niet bereikt.

11.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

CO_2-afvang (en compressie voor transport of opslag) is de meest dure en energie-intensieve stap in het afvang en opslag proces van CO_2. Het onderzoek richt zich er nu sterk op om de 'energy penalty' hiervan te minimaliseren. Hoe meer energie er immers wordt gebruikt bij het afvangen van CO_2, des te minder 'winst' wordt er geboekt bij de reductie van CO_2, omdat die energie moet worden opgewekt. De relatieve rendementsdaling van een elektriciteitscentrale bij afscheiding en compressie van CO_2 komt neer op 16-35%.

De transmissiekosten zijn sterk afhankelijk van de afstand en de schaal van de leidingen en variëren van 0,4 tot 13 US$/ton CO_2/100 km (Freund and Davison, 2002).

CO_2-opslag is altijd een extra kostenpost voor elektriciteitsproductie en het is dus ondenkbaar dat het zonder stimuleringsmaatregelen ooit zal kunnen concurreren met fossiele energiebronnen zonder opslag. De meerkosten voor elektriciteit worden grotendeels bepaald door de afvangstap. Transport levert ook een kostenstijging op, maar in een klein land als Nederland kan dat beperkt gehouden worden. De opslag (dat wil zeggen: het boren van de toevoer en het moni-

toren van het CO_2) is niet dominant in de kosten maar als de verwachte verbeteringen in de afvangmethoden doorzetten kan het aandeel toenemen.

Voor afvang en opslag van in industrie (raffinaderijen en kunstmestindustrie) waar CO_2 in zuiver vorm beschikbaar komt zijn de kosten beduidend lager (ca. 20 €/ton CO_2) dan in de elektriciteitsproductiesector (45-70 €/ton CO_2) (ECN/RIVM, 1998).

11.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

11.2.1 Technisch en economisch potentieel

Het afvangen CO_2 gaat vrijwel altijd met extra kosten gepaard. Als vuistregel geldt echter: hoe hoger de concentratie van CO_2 in de reststroom, des te lager de kosten en hoe aantrekkelijker de optie wordt. Er is een groot potentieel aan afvang uit elektriciteitsproductieprocessen (zie het factsheet Elektriciteitsopwekking uit kolen), maar de goedkope en gemakkelijk te realiseren mogelijkheden in Nederland zijn in enerzijds CO_2 uit de industriële ammoniak- of waterstofproductie (ca. 3,5 tCO_2/jaar, tegen kosten rond de 5 €/tCO_2, ca. 99% zuiverheid). Daarnaast kan er gekeken worden naar afscheiding die 'toch al moet'. Bij gaswinning is het methaan vaak onverkoopbaar omdat het vermengd is met CO_2. Dat moet worden afgescheiden en wordt normaal naar de atmosfeer geëmitteerd. Als er een mogelijkheid tot CO_2-opslag is, kan het echter direct worden gecomprimeerd en worden opgeslagen in het dichtstbijzijnde geschikte reservoir. In het Sleipner CO_2-opslag project in Noorwegen is de bron van CO_2 op deze manier gegenereerd, en er staan wereldwijd meer van dergelijke projecten in de planning. Ook het enige geplande demonstratieproject in Nederland (Ministerie van Economische Zaken, 2003) van Gaz de France (20 ton CO_2 per jaar, offshore) is op dit principe gebaseerd.

In Nederland wordt CO_2-opslag in lege aardgasvelden gezien als de meest aantrekkelijke optie, aangezien er veel potentieel bestaat. Enhanced Gas Recovery (EGR) zou ook mogelijk zijn, maar heeft als nadeel dat het CO_2 het gewonnen methaan vervuilt, wat meestal tot extra kosten leidt. EGR wordt in Nederland daarom niet serieus bekeken. Het potentieel in gasvelden in Nederland is ca. 1200 Mton CO_2 voor 2040. Na 2040 is het gasveld bij Groningen uitgeput en kan het potentieel daar van 6500 Mton CO_2 worden aangesproken (Dijk en Stollwerk, 2002).

In Nederland is het potentieel voor EOR klein. Het bewezen potentieel van ECBM in Nederland wordt op 54 Mton CO_2 gehouden, maar het echte potentieel is waarschijnlijk groter, zo'n 600 Mt. De theoretische schattingen lopen richting 8000 Mton CO_2. Methaan uit ECBM kan onder bepaalde aannames 5% van de energiebehoefte van Nederland voor de komende 25 jaar dekken (Novem, 2001).

Het potentieel van saline aquifers is erg onzeker omdat de geschiktheid voor CO_2-opslag sterk varieert, in Nederland: ca. 760 Mton CO_2 (Dijk en Stollwerk, 2002).

11.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

De afvang van CO_2 kan bijdragen aan de reductie van verzurende emissies omdat door bepaalde afscheidingsprocessen, zoals absorptieprocessen, ook de zwaveldioxide en stikstofoxiden verwijderd worden. Naast verzurende stoffen worden ook de aërosolen bij scheidingstechnieken afgevangen. CO_2 opslag kan dus een kosten- en milieusynergie met verzurende stoffen opleveren. Meestal zullen de overige vervuilende stoffen niet worden opgeslagen samen met het CO_2, aangezien dit zowel de compressie als de opslag bemoeilijkt. Niet alle afscheidingsprocessen hebben het voordeel van synergie met overige vervuilende stoffen.

11.2.3 Strategisch belang

Nederland heeft een relatief groot potentieel voor CO_2-opslag, zeker in verhouding met wat het land uitstoot. Het is dan ook de verwachting dat CO_2-opslag na 2012 een rol gaat spelen in het halen van de klimaatdoelstellingen. Ook gezien het belang dat buiten Nederland (in de omringende landen, maar met name in de Verenigde Staten) aan CO_2-opslag wordt toegekend, lijken deze voorspellingen robuust, al zijn ze moeilijk te kwantificeren.

CO_2-opslag kan forse bijkomende voordelen hebben. In termen van kosten kan er een synergie ontstaan tussen de afscheiding van CO_2 en de reductie van verzurende emissies omdat door het afscheidingsproces van CO_2 ook de verzurende stoffen niet worden geëmitteerd. Daarnaast kan met pre-combustion afscheidingstechnologie de waterstofeconomie een impuls worden gegeven doordat waterstof en relatief zuivere CO_2 in één stap (dus relatief efficiënt) kunnen worden geproduceerd.

De grootste risicofactoren voor het slagen van CO_2-afvang en opslag als mitigatie-technologie zijn hoe de publieke acceptatie zich ontwikkelt, of de leemte in kennis over risico-inschattingen voldoende opgevuld wordt en hoe de energiekosten van afvang kunnen worden gereduceerd.

11.3 Maatschappelijke aspecten

11.3.1 Rol industrie

De onderzoekswereld en het bedrijfsleven in Nederland zijn erg actief op het gebied van CO_2 opslag. Toch heeft Nederland zich tot nu toe terughoudend opgesteld met het mogelijk maken van een demonstratieproject, terwijl juist nu in vele landen demonstratie- en proefprojecten voor CO_2 opslag worden gepland. Er is een klein project (van Gaz de France, 20 ktCO_2 per jaar, in een offshore aquifer) gepland als vervolg op het CRUST-project (Ministerie van Economische Zaken, 2003). In Nederland is ook veel kennis aanwezig over gasvelden en er zouden waardevolle ervaringen kunnen worden opgedaan vanwege het grote gasveldpotentieel.

11.3.2 Invloed Nederlands beleid

Door het kleine aantal pilotprojecten, het vroege stadium van de technologische ontwikkeling, en de vooruitgeschoven positie van Nederland in termen van systeemintegratie van afvang, kennis over gasvelden, beleidsontwikkeling en wetgeving over CO_2-opslag, is sturing door Nederland beleid zeker aan de orde. Op dit terrein zou Nederland een wereldleidende technologische rol kunnen spelen indien er politieke wil is om CO_2-opslag actief te steunen. Andere landen lijken met grootschalige proefprojecten nu echter de leiding te nemen.

11.3.3 Ruimtelijke aspecten

Opslag van CO_2 kost niet veel ruimte, omdat het ruimtebeslag vooral ondergronds is. Wel zijn bovengrondse transportfaciliteiten noodzakelijk.

11.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

CO_2-opslag staat een langer gebruik van fossiele brandstoffen, zoals kolen, toe en heeft dus op het eerste gezicht een positieve invloed op voorzieningszekerheid. Dit geldt nog in grotere mate voor de recovery-methoden, waarbij het extra gewonnen gas en olie een significante extra energiebron inhouden.

11.3.5 Maatschappelijk draagvlak

De technologie is niet door iedereen met gejuich ontvangen. Met name milieuorganisaties willen de stap naar duurzame energieproductie zo snel mogelijk maken, en zien in CO_2-opslag een onnodige verlenging van het fossiele brandstoftijdperk. Andere milieuorganisaties zijn milder en zien CO_2-opslag vooral als een noodzakelijke technologie voor een tijdelijke leniging van de klimaatnood. Het karakteriseert dan een overgangsperiode naar een duurzame energievoorziening.

De terughoudendheid van de Nederlandse politiek in het sponsoren van demonstratieprojecten (vooral onshore) lijkt gedeeltelijk ingegeven door de angst voor de publieke opinie. Het grote publiek heeft geen positieve associaties, en soms ook gevoelens van angst, bij CO_2-opslag, en er is een reëel risico op NIMBY-effecten. De hoge bevolkingsdichtheid in Nederland draagt niet bij aan de acceptatie. Veel hangt af van de opstelling van de milieuorganisaties waar het publiek vertrouwen in heeft (Huijts, 2003). Een studie van Daamen et al. (1996) geeft aan dat de Nederlandse consument steenkool in combinatie met CO_2-opslag meer steunt dan steenkool zonder CO_2-opslag, kernenergie of vergaande energiebesparingen. Het maatschappelijk draagvlak wordt gezien als een van de meest essentiële barrières.

Het zogeheten CATO-programma (CO_2-Afvang Transport en Opslag) heeft als doel een kennisinfrastructuur te creëren die de CO_2-uitstoot van energiesystemen moet verminderen dan wel afschaffen. Het project is een samenwerkingsverband van universiteiten, bedrijven als Shell en milieuorganisaties waaronder Greenpeace. Een belangrijk onderdeel behelst het opslaan van CO_2 in ondergrondse reservoirs. Dr. Dancker Daamen en Prof.dr. Naomi Ellemers van de afdeling Sociale en Oranisatiepsychologie van de Universiteit Leiden gaan onderzoek doen naar de sociale acceptatie van van CO_2-Afvang, Transport en Opslag (CATO), in het kader van een ICES-KIS project. Het CATO-project gaat vier jaar duren.

11.4 Referenties

Daamen, D.D.L. et al.: *Veronderstellingen, houdingen en beleidsvoorkeuren van de Nederlandse betreffende elektriciteitsvoorziening en broeikaseffect.* Werkgroep Energie- en Milieu-onderzoek, Universiteit Leiden, 1996.

Dijk, J.W., van, and P. Stollwerk, *CRUST: CO_2 re-use through underground storage-The start-up: an inventory of market opportunities, technology and policy requirements*. August 2002.

ECN/RIVM (1998): *Optiedocument voor emissiereductie van broeikasgassen,* ECN/RIVM, ECN-C--98-082, oktober 1998.

Freund, P., and J. Davison, (2002): *General overview of costs, in: Proceedings of IPCC Workshop on carbon dioxide capture and storage.* (pp. 79-94), 2002.

Gale, J., (2002):*Overview of CO_2 emission sources, potential, transport and geographical distribution of storage possibilities, in: Proceedings of IPCC Workshop on carbon dioxide capture and storage.* (pp. 15-30), 2002.

Huijts, N. (2003): *Afstudeerscriptie over de publieke perceptie van CO_2-opslag in Alkmaar en Bergen*. ECN/TU Eindhoven.

Novem, (2001): *Potential for CO_2 sequestration and Enhanced Coalbed Methane production in the Netherlands.* March 2001.

Quality Specifications of the product delivered by Seller or Seller's representative to Buyer at the Canyon Reef Carriers Delivery Meter.

12. BRANDSTOFCELLEN

12.1 Stand van de techniek

12.1.1 Technologiebeschrijving

Een brandstofcel kan worden beschouwd als het omgekeerde van elektrolyse. Elektrolyse is het proces waarbij water met elektriciteit als drijvende kracht wordt ontleedt in waterstof en zuurstof. In een brandstofcel wordt juist met waterstof en zuurstof (uit de lucht) elektriciteit gegenereerd. Omdat waterstof bij verbinding met zuurstof alleen waterdamp oplevert, kan een brandstofcelsysteem op zichzelf als een schone vorm van energieopwekking worden beschouwd. Andere voordelen van een brandstofcel zijn: een hoog elektrisch rendement, modulaire opbouw, geluidsarm bedrijf en weinig onderhoud (weinig bewegende delen) en geen NO_x-emissie (geen verbranding). In bepaalde typen brandstofcellen kan bovendien methanol direct worden ingezet in plaats van waterstof.

Er worden, afhankelijk van het elektrolyt en het daarbij passende temperatuurniveau, diverse typen brandstofcellen onderscheiden. Lage temperatuurbrandstofcellen – alkalische brandstofcel AFC en proton exchange membrane fuel cell PEMFC - lenen zich voor vervoers toepassingen; de PEMFC wordt ook toegepast voor kleinschalige warmtekracht koppeling. Hoge temperatuur brandstofcellen - molten carbonate fuel cell MCFC en solid oxide fuel cell SOFC-kunnen worden gekoppeld aan een stoom- en/of gasturbine voor elektriciteitsopwekking met een zeer hoog rendement.

12.1.2 Huidige toepassing

Brandstofcelvoertuigen bevinden in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie. Met brandstofcelbussen worden in Europa, Amerika, China en andere landen demonstratieprogramma's uitgevoerd of opgezet. Deze programma's zijn erop gericht de bestaande technische en economische barrières bij brandstofcelbussen te verminderen, zodat over 5 tot 10 jaar brandstofcelbussen een min of meer concurrerende optie kunnen gaan vormen in vergelijking met bijvoorbeeld dieselbussen. Uitgaande van waterstof als brandstof kunnen brandstofcelbussen een bijdrage leveren aan emissiereductie in grote steden. Tot op dit moment zijn er wereldwijd niet meer dan ca. 20 waterstoftankstations, voornamelijk voor brandstofcelbussen (Rits, 2003).

De ontwikkeling van brandstofcelauto's loopt achter bij die van de bussen. Deze achterstand houdt verband met het ontbreken van een (economische) oplossing voor waterstofopslag op voertuigniveau. De meeste grote autofabrikanten hebben, soms in een samenwerkingsverband met leveranciers van brandstofcelsystemen, prototypes brandstofcelauto's gebouwd en beproefd. Daarbij is gebleken dat brandstofcelvoertuigen zich qua actieradius, brandstofgebruik en emissies tegenwoordig (zeer) goed kunnen meten met auto's op benzine of diesel (Reijers, 2001). DaimlerChrysler is inmiddels begonnen met de bouw en marktintroductie van de eerste serie van 60 brandstofcelauto's op basis van de A-klasse voor tests in Europa, de VS, Japan en Singapore. Deze tests vormen onderdeel van door de Amerikaanse overheid gesponsorde internationale overeenkomsten[8].

[8] Een voorbeeld is de California Fuel Cell Partnership – opgericht in april 1999 – die bestaat uit autofabrikanten (DaimlerChrysler, Ford, GM, Honda, Hyundai, Nissan, Toyota en Volkswagen), energieproducenten (BP, ChevronTexaco, ExxonMobil, en Shell Hydrogen), branstofcelontwikkelaars (Ballard Power Systems en UTC Fuel Cells) en energieagentschappen (California Air Resources Board, California Energy Commission, South Coast AQMD, US Department of Energy, US Department of Transportation en US Environmental Protection Agency).

Kleinschalige stationaire toepassingen (warmte/kracht voor groepen woningen of gebouwen) op basis van brandstofcelsystemen (PEMFC) zijn in het demonstratiestadium.

12.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Grote autoproducenten, oliemaatschappijen en brandstofcelfabrikanten investeren fors in onderzoek, ontwikkeling en demonstratie van brandstofcelvoertuigen en -systemen. Een belangrijk punt van onderzoek bij toepassing van brandstofcellen in de transportsector is de vraag of waterstof in het voertuig moet worden opgeslagen of aan boord geproduceerd uit een op koolwaterstoffen (olie, gas, kolen) gebaseerde energiedrager zoals benzine of methanol.

Brandstofcelvoertuigen hebben nog niet de gewenste betrouwbaarheid wat betreft de levensduur van brandstofcelsystemen en zijn zeer duur in vergelijking met de huidige typen personenauto's. Door fasegewijze introductie van brandstofcelauto's (eerst op basis van bijvoorbeeld methanolreforming aan boord, waarschijnlijk pas na ca. 2010 op basis van waterstof) zullen de technische problemen geleidelijk kunnen worden opgelost en zal de kostprijs van brandstofcelauto's ook kunnen dalen tot een niveau waarbij commercialisatie mogelijk wordt (zie Tabel 12.2).

Voor toepassing in de transportsector worden zwaardere eisen gesteld aan brandstofcellen ten aanzien van vermogensdichtheid, veiligheid en betrouwbaarheid dan voor stationaire toepassing. Voor stationaire toepassing is een langere levensduur vereist.

12.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Brandstofcelsystemen worden momenteel ontwikkeld in vermogensklassen variërend van sub-kW tot multi-MW. Voor technische gegevens en kostenaspecten van stationaire toepassingen van brandstofcellen wordt verwezen naar de factsheets over gasgestookte elektriciteitsopwekking en warmteproductie in de gebouwde omgeving. Hier wordt alleen de brandstofcelauto beschouwd.

In Tabel 12.1 wordt de brandstofcelauto op waterstof vergeleken met de huidige stand van de techniek van auto's met interne verbrandingsmotor (Internal Combustion Engine, ICV)-met benzine, diesel, LPG of aardgas als brandstof - in de conventionele benzine- en dieselversies en de hybride versies daarvan (een hybride auto is een benzine- of dieselauto met een relatief groot accupakket en elektrische aandrijving). Bij de brandstofcelauto is de brandstof gasvormige waterstof ('GH_2') van een centrale waterstoffabriek gebaseerd op aardgas (Wang, 2001). In de tabel worden het energiegebruik en de CO_2-emissies 'from well to wheels' tevens opgesplitst in het energiegebruik en de CO_2-emissies voor de brandstofproductie in een raffinaderij of waterstoffabriek ('from well to platform') en het energiegebruik en de CO_2-emissies van de auto zelf ('from platform to wheels').

Het totale energiegebruik ('well-to-wheels') van de brandstofcelauto op gasvormige waterstof (GH_2) is ongeveer 15% hoger dan van de hybride dieselauto en de broeikasgasemissie is ongeveer 15% lager. Deze prestaties hebben de volgende verklaring:

- Het rendement van waterstofproductie uit aardgas ligt een stuk lager dan dat van raffinage van benzine of diesel uit olie. Met de bestaande techniek van de PEMFC is het nog niet mogelijk dit rendementsverlies ten opzichte van de keten 'Aardolie - hybride dieselauto' goed te maken. Er wordt echter gewerkt aan andere elektrolyten die een hogere bedrijfstemperatuur dan bij de PEMFC mogelijk maken en daarmee een hogere efficiency op voertuigniveau (Science, 2003).
- De basis voor de brandstofcelauto op waterstof is aardgas. Aardgas heeft een lagere specifieke CO_2-emissie dan aardolie: 56 kg CO_2/GJ respectievelijk 71-78 kg CO_2/GJ (Kroon, 2003). Dit verklaart dat de keten 'Aardgas - brandstofcelauto op waterstof' een 15% lagere emissie van broeikasgassen heeft dan de keten 'Aardolie - hybride dieselauto'.

Tabel 12.1 *Vergelijking brandstofcelauto op waterstof met benzine-, diesel- en hybride auto's*

	Energiegebruik [MJ/km]	GHG-emissie* [g CO_2/km]
Benzineauto		
'Well-to-platform'	0,750	65
'Platform-to-wheels'	3,180	215
'Well-to-wheels'	3,930	280
Dieselauto		
'Well-to-platform'	0,580	45
'Platform-to-wheels'	2,550	195
'Well-to-wheels'	3,130	240
Hybride benzineauto		
'Well-to-platform'	0,600	47
'Platform-to-wheels'	2,160	154
'Well-to-wheels'	2,760	201
Hybride dieselauto		
'Well-to-platform'	0,350	33
'Platform-to-wheels'	1,860	141
'Well-to-wheels'	2,210	174
GH_2-brandstofcelauto		
'Well-to-platform'	1,070	150
'Platform-to-wheels'	1,460	-
'Well-to-wheels'	2,530	150

* GHG = Greenhouse Gas

Wat betreft de kosten van de brandstofcelauto en andere autotypen is aangenomen dat alleen de kosten van het aandrijfsysteem verschillen. Tabel 12.2 geeft indicatieve kosten, met name gebaseerd op (Rits, 2003), voor 2005, 2030 en 2050. De Toyota Prius, de meest verkochte hybride benzineauto, kost $ 20.000 (Internetbron 1), overeenkomend met € 18.000 (1 € ≈ 1,1 $).

Tabel 12.2 *Indicatieve kosten voor vijf typen middenklasse-auto's*

	2005 [€]	2030 [€]	2050 [€]
Benzineauto			
Aandrijfsysteem	2.000	2.000	2.000
Rest	14.500	14.500	14.500
Totaal	16.500	16.500	16.500
Dieselauto			
Aandrijfsysteem	3.500	3.250	3.250
Rest	14.500	14.500	14.500
Totaal	18.000	17.750	17.750
Hybride benzineauto			
Aandrijfsysteem	3.500	3.000	3.000
Rest	14.500	14.500	14.500
Totaal	18.000	17.500	17.500
Hybride dieselauto			
Aandrijfsysteem	4.000	3.500	3.500
Rest	14.500	14.500	14.500
Totaal	18.500	18.000	18.000
GH_2-brandstofcelauto			
Aandrijfsysteem	30.500	4.750	4.250
Rest	14.500	14.500	14.500
Totaal	45.000	19.250	18.750

Een brandstofcelauto zou in 2005 nog ca. 27 k€ duurder zijn dan een dieselauto of benzine hybride auto. In 2030 zou de meerprijs zijn gedaald tot 1,5 à 2 k€ en in 2050 tot 1 à 1,5 k€ .

12.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

12.2.1 Technisch en economisch potentieel

De technische uitdagingen om brandstofcelsystemen te introduceren voor stationaire toepassingen en voor transport zijn groot. Bij de stationaire toepassingen zou uiteindelijk een waterstofinfrastructuur moeten worden aangelegd, beginnend met waterstofproductie op basis van bijvoorbeeld aardgas (al of niet gecombineerd met CO_2-afvang en -opslag) gevolgd door waterstoftransport en - distributie. Bij transport wordt verwacht dat introductie zal plaatsvinden op basis van een brandstof zoals methanol, die min of meer grootschalig wordt geproduceerd uit aardgas en separaat kan geleverd aan 'benzine'-stations, met 'on-board' reforming op voertuigniveau. Op deze wijze kan ervaring worden opgedaan met brandstofcelvoertuigen zonder dat direct een waterstofinfrastructuur voor het transport nodig is. Op langere termijn zou de waterstofinfrastructuur wel moeten worden uitgebreid naar de transportsector, maar dat vergt ook economische oplossingen voor het probleem van waterstofopslag aan boord van voertuigen. Bij stadsbussen bestaat de mogelijkheid van opslag in drukcilinders (vergelijkbaar met gasopslag aan boord van bussen op aardgas), maar bij personenvoertuigen is waterstofopslag aan boord nog verre van 'stand van de techniek'.

Hierbij doet zich het zogenoemde 'kip of ei probleem' voor, dat ook bekend is van aardgasauto's. Oliemaatschappijen zullen pas willen investeren in een alternatieve brandstofinfrastructuur voor brandstofcelauto's (eerst misschien methanol, op langere termijn waterstof) als er een zeker aantal van dat type auto's op de markt is gebracht. Echter, autofabrikanten kunnen geen substantiële aantallen brandstofcelauto's op de markt brengen, zolang de infrastructuur ervoor ontbreekt.

Kleinschalige stationaire toepassingen (warmtekracht koppeling voor groepen woningen of gebouwen) op basis van brandstofcelsystemen worden thans gedemonstreerd. De verwachting is dat de ontwikkeling van stationaire toepassingen sneller kan verlopen dan van brandstofcelauto's, omdat de laatste nog worden beperkt door de technische problemen van waterstofopslag aan boord (of vergelijkbare technisch-economische problemen met 'on-board' methanolreforming) en het genoemde 'kip of ei probleem'. Dit probleem zal op termijn ook bij stationaire toepassingen een rol gaan spelen, omdat daarvoor ook een waterstofinfrastructuur nodig zal zijn. Echter, bij stationaire toepassingen kan decentrale aardgas-reforming, uitgaande van de bestaande aardgasinfrastructuur, gedurende een reeks van jaren een goede 'tussenoplossing' vormen.

In scenariostudies is de rol van brandstofcelauto's met name afhankelijk van de verwachtingen rond de beschikbaarheid en de prijs van olie op de lange termijn (Bruggink, 2003).

12.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

De bijdrage die brandstofceltechnologie kan leveren aan de reductie van emissies is zeer afhankelijk van de wijze waarop waterstof wordt geproduceerd. De productie van waterstof gebeurt wereldwijd voornamelijk op basis van fossiele brandstoffen - vooral aardgas en in mindere mate residuolie en kolen - en slechts op beperkte schaal op basis van elektrolyse (stroom van waterkrachtcentrales en/of kerncentrales). Bij productie van waterstof uit fossiele brandstoffen komt CO_2 vrij, dit in tegenstelling tot de 'well-to-wheels' route voor de conventionele (personen-) auto, waarbij het grootste deel van de emissies (CO_2 en NO_x) voor rekening komt van de auto zelf en niet van de raffinaderij.

Reductie CO_2-emissie

De CO_2-reductie door toepassing van brandstofcelauto's is (nog) niet het gevolg van de hogere efficiency van het voertuig zelf - die is van dezelfde orde van grootte als die van een hybride dieselauto - maar van het gebruik van aardgas in plaats van aardolie als primaire energiebron. In Tabel 12.3 wordt berekend hoeveel CO_2-reductie mogelijk zou zijn op basis van de huidige verdeling tussen benzine- en dieselauto's, waarbij is uitgegaan van 100% hybride auto's. Deze referentie is arbitrair; de vergelijking had ook kunnen zijn met 100% conventionele auto's.

Tabel 12.3 *Indicatieve CO_2-reductie bij vergelijking van brandstofcelauto met hybride auto's*

	Voertuigkilometers	GHG-emissie	
	[mld km]	[g CO_2/km]	[Mton CO_2]
Alleen brandstofcelauto's	101,4	150	15,2
*Huidige modal split**			
Hybride benzineauto	75,2	201	15,1
Hybride dieselauto	26,2	174	4,6
Subtotaal (gemiddelde)	101,4	(194)	19,7
Verschil	-	44	~ 4,5

* De modal split is op basis van voertuigkilometers 2002, waarbij LPG- en benzineauto's zijn samengevoegd.

Het CO_2-reductiepotentieel van de brandstofcelauto op basis van gasvormige waterstof (geproduceerd uit aardgas) ten opzichte van een modal split van 100% hybride benzine- en dieselauto's bedraagt dus ongeveer 4,5 Mton CO_2-equivalenten.

Reductie verzurende emissies

Bij toepassing van brandstofcelauto's kunnen zowel de NO_x-emissies als de SO_2-emissies aanzienlijk worden gereduceerd. Wat betreft de SO_2-emissies ligt dit voor de hand, omdat deze bij benzine- en (vooral) dieselauto's hun oorsprong vinden in het zwavelgehalte van olieproducten, terwijl waterstof geen zwavel bevat (dit geldt meestal ook voor aardgas).

De NO_x-reductie bij brandstofcelauto's is direct gerelateerd aan de toegepaste brandstofcel. Op voertuigniveau is de NO_x-emissie nihil, maar bij waterstofproductie uit aardgas komt wel NO_x vrij. De NO_x-emissie van benzineauto's is veel hoger en die van dieselauto's nog hoger. In Tabel 12.4 is de brandstofcelauto vergeleken met 100% hybride benzine- en dieselauto's op basis van de huidige modal split en op basis van de NO_x-normen die in 2005 in de EU zullen gelden.

Tabel 12.4 *Indicatieve NO_x-reductie bij vergelijking van brandstofcelauto met hybride auto's*

	Voertuigkilometers	GHG-emissie	
	[mld km]	[g NO_x/km*]	[kton NO_x]
Alleen brandstofcelauto's	101,4	0,005	0,5
*Huidige modal split***			
Hybride benzineauto	75,2	0,08	6,0
Hybride dieselauto	26,2	0,25	6,6
Subtotaal (gemiddelde)	101,4	(0,124)	12,6
Verschil	-	0,119	12,1

* Op basis van de NO_x-normen die in 2005 van kracht worden in de EU.
** De modal split is op basis van voertuigkilometers 2002, waarbij LPG- en benzineauto's zijn samengevoegd.

Het NO_x-reductiepotentieel van de brandstofcelauto op basis van gasvormige waterstof (geproduceerd uit aardgas) ten opzichte van een modal split van 100% hybride benzine- en dieselauto's bedraagt dus ca. 12 kton (NO_2-equivalenten).

12.2.3 Strategisch belang

De brandstofcelauto is momenteel in het stadium van RD&D. Het zal nog zeker 10 jaar duren voordat van een beginnende marktintroductie van de brandstofcelauto op waterstof sprake is; de brandstofcelauto met on-board reforming is een voorloper van die op waterstof. De brandstofcelauto ondervindt concurrentie van de auto met interne verbrandingsmotor (ICV) - in de conventionele benzine- en dieseluitvoeringen en de hybride uitvoeringen - en van de elektrische auto (de laatste waarschijnlijk alleen als 'stadsauto' met een beperkte actieradius). Verder kunnen biobrandstoffen worden toegepast.

Niettemin is de brandstofcelauto een heel belangrijke optie, omdat deze de emissie van broeikasgassen kan verminderen, de introductie van waterstof in het transport mogelijk maakt en daarmee ook een bijdrage van duurzame energie (via duurzaam geproduceerde elektriciteit).

12.3 Maatschappelijke aspecten

12.3.1 Rol nationale industrie

De ontwikkeling van brandstofcelvoertuigen (auto's en bussen) is een zaak van grote autofabrikanten, brandstofcelontwikkelaars (waaronder het Canadese Ballard), energieconcerns en specialistische toeleveranciers (reformers, brandstoftanks, enz.). In de komende decennia zullen hiervoor grote investeringen in onderzoek, ontwikkeling en demonstratie nodig zijn. Bij succesvolle marktintroductie komen hierbij nog de investeringen in een waterstofinfrastructuur.

Op het gebied van brandstofcelsystemen zijn er wereldwijd meerdere spelers (waaronder Ballard) die een voorsprong op anderen hebben. De verwachting is dat deze marktleiders hun voorsprong niet snel zullen verliezen. Daarom zal de Nederlandse industrie geen leidende rol wereldschaal kunnen vervullen. Wel is er in Nederland een goede onderzoeksinfrastructuur op het gebied van diverse typen brandstofcelsystemen (PEMFC, inclusief reforming, en SOFC).

12.3.2 Invloed Nederlands beleid

Het beleid ten aanzien van de CO_2- en NO_x-emissies is de drijvende kracht voor de introductie van brandstofcelvoertuigen. De beschikbaarheid en instandhouding van een goede onderzoeksinfrastructuur is een voorwaarde voor een succesvolle introductie van brandstofcelvoertuigen in Nederland en Europa. De rol van de nationale overheid moet worden bezien in samenhang met die van de EU en zelfs met die van andere industriële grootmachten, zoals de VS en Japan.

12.3.3 Ruimtelijke aspecten

De introductie van brandstofcelauto's op waterstof zal gepaard gaan met een wijziging van de brandstofinfrastructuur. In de verre toekomst zullen tankstations via waterstofpijpleidingen kunnen worden voorzien van waterstof die op centraal (praktisch landelijk) niveau wordt geproduceerd uit aardgas of (voor een deel duurzaam opgewekte) elektriciteit. Naar verwachting kan dit gunstige effecten hebben op de veiligheid op de weg en in de bebouwde kom.

12.3.4 Invloed op voorzieningszekerheid

Waterstof kan worden geproduceerd uit aardgas, olie of kolen, terwijl benzine en diesel vrijwel uitsluitend worden geproduceerd uit aardolie. Ook kan (duurzaam opgewekte) elektriciteit door middel van elektrolyse worden ingezet voor de productie van waterstof. Bij de brandstofcelauto op waterstof is op termijn spreiding naar herkomst van de waterstof mogelijk, variërend van fossiele energiedragers tot elektriciteit afkomstig van (zo mogelijk duurzame) energiebronnen.

12.3.5 Maatschappelijke aspecten

De inzet van andere energiedragers dan benzine, diesel en LPG zal in eerste instantie enige aanpassingen en gewenning bij de consument vergen. Bij methanol speelt de giftigheid ervan mogelijkerwijs een rol in de maatschappelijke acceptatie, maar methanol is niet de 'eindfase'. De veiligheid van brandstofcelauto's op waterstof vormt geen belangrijke 'issue' in vergelijking met de veiligheidsaspecten van bijvoorbeeld voertuigen en infrastructuur op basis van LPG.

12.4 Referenties

Internetbron 1: Http://www.detnews.com/2003/autosinsider/0311/21/autos-330702.htm.

Kroon, P. (2003): Persoonlijke communicatie, 25 november 2003.

Reijers, H.Th.J. et al (2001): *Evaluatie van waterstof-gebaseerde concepten en systemen.* ECN-C--01-019, Petten, april 2001.

Rits, V. (2003): *Exploring the diffusion of fuel-cell cars in China.* Technische Universiteit Eindhoven, augustus 2003.

Science (2003): Science, 18 november 2003.

Wang, M. (2001): *Fuel-cycle energy and emission impacts of fuel-cell vehicles*. Presentation at the EPA's Fuel Cell Workshop, June 27, 2001.

13. BIOBRANDSTOFFEN

13.1 Stand van de techniek

13.1.1 Technologiebeschrijving

Biobrandstoffen worden geproduceerd uit biomassa (reststromen uit land of bosbouw of geteelde biomassa). De belangrijkste biobrandstoffen zijn (Ademe, 2003; Thuijl et al, 2003a; Thuijl et al, 2003b):

- *Pure plantaardige olie* wordt onttrokken aan oliezaden, zoals koolzaad en zonnebloempitten, door middel van mechanisch persen en/of extractie met een oplosmiddel. Deze olie kan gebruikt worden in specifiek hiervoor aangepaste dieselmotoren (dedicated engines).
- *Biodiesel* (in de EU met name RME, Rapeseed Methyl Ester op basis van koolzaad) wordt geproduceerd door plantaardige olie of afvalvetten te veresteren. Bij dit proces wordt methanol aan de olie toegevoegd om de glycerine hieruit te verwijderen. Het eindproduct lijkt qua eigenschappen op conventionele diesel en kan in een gewone dieselmotor worden gebruikt, puur of bijgemengd in conventionele diesel (aanpassingen van de motor zijn nodig bij een aandeel biodiesel groter dan 20-30%).
- *Bioethanol* wordt traditioneel geproduceerd door middel van fermentatie van suiker- en zetmeelhoudende landbouwgewassen, zoals suikerbieten en granen. Hierbij wordt de biomassa bij lage temperatuur en druk omgezet door middel van bacteriën of enzymen. Een opkomende technologie is de productie van bioethanol uit lignocellulosische (houtachtige and grasachtige) biomassa, bijvoorbeeld populier, eucalyptus en miscanthus. Bioethanol is geschikt voor toepassing in (aangepaste) benzinemotoren (Otto-motoren), puur of bijgemengd bij conventionele benzine.
- *Biomethanol* wordt geproduceerd door biomassa te vergassen en dit gasmengsel vervolgens om te zetten in methanol door middel van methanolsynthese. Biomethanol is, net als bioethanol, geschikt voor toepassing als (gedeeltelijke) vervanger van conventionele benzine. In bepaalde typen brandstofcellen kan methanol ook direct worden ingezet in plaats van waterstof. De geproduceerde elektriciteit drijft dan het voertuig via een elektromotor aan.
- *Bio-DME (dimethylether)* is een biobrandstof die qua eigenschappen lijkt op LPG en die geschikt is voor toepassing in (aangepaste) dieselmotoren. Bio-DME kan geproduceerd worden door middel van vergassing gecombineerd met DME-synthese (vergelijkbaar met de productie van methanol) of door middel van katalytische dehydratatie van biomethanol.
- *Bio-ETBE (ethyl tertiair butylether)* wordt geproduceerd door bioethanol te laten reageren met isobutyleen. ETBE wordt gebruikt als een additief in conventionele benzine om het zuurstofgehalte te verhogen (meestal bijgemengd tot 15%). Dit zorgt voor een vermindering van de emissies en verhoogt het octaangetal en verbetert daarmee de antiklopeigenschappen van de brandstof.
- *Bio-MTBE (methyl tertiair butylether)* wordt geproduceerd uit biomethanol en isobutyleen en heeft dezelfde toepassing als bio-ETBE.
- *Biogas* is het eindproduct van vergisting van biomassa. In dit proces wordt de biomassa biologisch afgebroken door micro-organismen, in een natte omgeving, bij lage temperaturen en zonder toevoeging van zuurstof. Voor toepassing als transportbrandstof, moet biogas opgewerkt worden tot een methaangehalte van 98%. Biogas kan dan gebruikt worden in een (aard)gasmotor.
- *Fischer-Tropsch diesel* wordt verkregen door biomassa te vergassen en dit gasmengsel vervolgens om te zetten naar een vloeistof door middel van het Fischer-Tropsch syntheseproces. Meestal is de synthese gericht op het verkrijgen van zoveel mogelijk wax (lange koolstofketens), waaruit door middel van hydrocracking diesel fracties worden geproduceerd.

Het eindproduct kan toegepast worden in dieselmotoren en in alle proporties bijgemengd worden in conventionele diesel.

- *SNG (Substitute Natural Gas)* kan geproduceerd worden door verschillende vergassingstechnieken, gevolgd door een methanatiestap, welke zorgt voor een hoger methaangehalte in het gas. Het eindproduct is vergelijkbaar met aardgas en kan in (aard)gasmotoren worden toegepast.
- *Biowaterstof* kan geproduceerd worden door middel van vergassing (zie biomethanol, Fischer-Tropsch diesel, SNG) of vergisting (zie biogas). Na vergassing of vergisting van biomassa, vindt stoom reforming plaats, om een zo hoog mogelijk waterstofgehalte in het gas te verkrijgen. Biowaterstof kan in principe in een verbrandingsmotor worden toegepast, maar ook in brandstofcellen, gecombineerd met een elektromotor om het voertuig aan te drijven.
- *HTU-diesel* wordt geproduceerd door middel van een proces genaamd HydroThermalUpgrading. Deze conversietechnologie wordt alleen in Nederland ontwikkeld en is speciaal ontworpen om natte biomassa om te zetten in een vloeistof die lijkt op ruwe olie, meestal 'biocrude' genoemd. Hieruit kan een dieselachtige brandstof worden verkregen door HydroDeOxygenation (HDO) toe te passen.

13.1.2 Huidige toepassing

De productie en toepassing van biobrandstoffen staat in Nederland nog aan het begin, terwijl dit in andere landen al verder ontwikkeld is. Sommige landen richten zich op bijmenging van biobrandstoffen bij conventionele benzine en/of diesel, zoals de bijmenging van maximaal 5% RME (biodiesel) in Frankrijk. In andere landen worden biobrandstoffen voornamelijk in 'captive fleets' toegepast, in voertuigen met aangepaste motoren, bijvoorbeeld de ethanolbussen in Zweden (Ademe, 2003; Thuijl et al, 2003a). De biobrandstoffen die op dit moment worden geproduceerd en toegepast in Europa zijn biodiesel, bioethanol, bio-ETBE en, in mindere mate, pure plantaardige olie. Frankrijk en Spanje gebruiken het grootste deel van de geproduceerde bioethanol voor ETBE-productie.

Tabel 13.1 geeft een overzicht van de productie van de meest toegepaste biobrandstoffen in de Europese transportsector voor de belangrijkste producerende landen in 2001/2002. Europa is de belangrijkste producent op de wereldmarkt voor biodiesel. Echter, op de wereldmarkt voor bioethanol speelt Europa een kleine rol ten opzichte van grote producenten zoals Brazilië en de Verenigde Staten met een productie van respectievelijk 14 miljoen ton per jaar en 4 miljoen ton per jaar (Bullock, 2002). Zowel voor biodiesel als ethanol is een aanzienlijke uitbreiding van de productiecapaciteit gepland in de verschillende landen.

Tabel 13.1 *Biobrandstofproductie in 2001/2002 (Ademe, 2003)*

Land	Productie Biodiesel [kton/jaar]	Productie Bioethanol [kton/jaar]	Productie Bio-ETBE [kton/jaar]
Duitsland	550		
Frankrijk	350	91	193
Italië	220		
Oostenrijk	30		
Spanje	5	80	170
Zweden	10	50	
Totaal EU	*1.165*	*216*	*363*

13.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

Op dit moment worden de productietechnologieën voor biodiesel uit oliezaden (met name RME) en bioethanol/ETBE uit voedselgewassen (o.a. granen en suikerbieten) commercieel toegepast. Voor de overige biobrandstoffen is nog geen volledige keten van productie van biomas-

sa tot en met eindgebruik in voertuigen op commerciële schaal beschikbaar en bevinden de conversietechnologieën zich nog in een ontwikkel- of demonstratiestadium. Een belangrijke reden om deze opties verder te ontwikkelen is dat deze 'nieuwe' biobrandstoffen als efficiënter beschouwd worden dan conventionele biobrandstoffen in termen van CO_2-emissiereductie en benodigd landbouwareaal (CE, 2003). Commerciële toepassing van deze brandstoffen zal vermoedelijk pas na 2010 plaatsvinden (Thuijl, 2002).

Bij vergassingstechnieken (voor de productie van biomethanol, bio-DME, SNG, biowaterstof en Fischer-Tropsch diesel) zijn de voornaamste technische problemen het reinigen en conditioneren van het geproduceerde synthesegas, de integratie met andere processen, verbetering van het rendement en opschaling. De ontwikkeling van de productie van ethanol op basis van lignocellulosische biomassa is met name sterk afhankelijk van de ontwikkeling van kosteneffectieve en milieuvriendelijke voorbewerkings- en hydrolysetechnieken, zoals met enzymen. Soms worden conversietechnieken voor biobrandstoffen wel al toegepast met fossiele brandstoffen (kolen, aardgas) maar bevindt het proces op basis van biomassa zich nog in een vroeg stadium. Dit is bijvoorbeeld het geval voor het Fischer-Tropsch proces. HTU is een techniek die alleen in Nederland ontwikkeld wordt. Het HTU proces dat biomassa-omzet in 'biocrude' bevindt zich momenteel in de testfase. De technologie waarmee uit deze biocrude HTU diesel geproduceerd kan worden, HDO, is op experimentele schaal aangetoond.

13.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

De huidige productiekosten voor biodiesel bedragen ongeveer 0,50 €/liter. Voor bioethanol op basis van landbouwgewassen zijn de productiekosten ca. 0,32-0,54 €/liter, afhankelijk van het type biomassa (Thuijl et al, 2003a). Ter vergelijking, de kosten van conventionele benzine en diesel zijn ongeveer 0,20 €/liter (ECN, 2003). Meestal ligt de literprijs dus hoger voor biobrandstoffen, waarbij bovendien opgemerkt moet worden dat deze biobrandstoffen een lagere energie-inhoud hebben dan conventionele benzine en diesel. Dit houdt in dat voor vervanging van de energie-inhoud van 1 liter benzine ongeveer 1,5 liter bioethanol nodig is. Om 1 liter diesel te substitueren is 1,1 Liter biodiesel nodig (Thuijl et al, 2003a).

Over het algemeen wordt verwacht dat de 'nieuwe' biobrandstoffen (zie Paragraaf 13.1.3) uiteindelijk tegen lagere kosten geproduceerd kunnen worden dan de conventionele biobrandstoffen. Echter, dit is onzeker omdat de processen nog niet uitontwikkeld zijn.

Een door de EU gesubsidieerd project 'VIEWLS' (Clear Views on Clean Fuels) heeft tot doel te voorzien in heldere data over de beschikbaarheid en performance van biobarndstoffen en strategieën te identificeren naar duurzame productie, gebruik en handel van biobrandstoffen in Europa. ECN maakt deel uit van het consortium dat de studie uitvoert. Halverwege 2004 komen in het kader van dit project betrouwbare data beschikbaar voor verschillende biobrandstoffen.

13.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

13.2.1 Technisch en economisch potentieel

Er zijn verschillende meningen over de vraag 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. Soms wordt een aandeel van 6 tot 10% op de transportbrandstoffenmarkt (vergelijkbaar met LPG nu) als grootschalig gezien, omdat het om enorme hoeveelheden brandstof gaat, andere bronnen spreken over grootschalig bij een marktpenetratie van 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 (Thuijl, 2002). Op lange termijn zullen waarschijnlijk vooral de 'nieuwe' biobrandstoffen een belangrijke rol spelen.

De Europese Commissie heeft in het Groenboek 'Op weg naar een Europese strategie voor een continue energievoorziening' een doelstelling geïntroduceerd van 20% vervanging van conventionele transportbrandstoffen door alternatieve brandstoffen in het wegvervoer in 2020. De Commissie zet vooral in op biobrandstoffen, aardgas en waterstof voor het bereiken van deze doelstelling, met een indicatief aandeel voor biobrandstoffen van 8% in 2020, uitgaande van een actief stimuleringsbeleid (European Commission, 2001).

13.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

CO_2-emissiereductie

Een belangrijke reden om biobrandstoffen toe te passen is de reductie van CO_2-emissies die hiermee behaald kan worden in de transportsector ('klimaatneutrale' brandstoffen). De CO_2 emissiereductie die met biobrandstoffen gehaald kan worden, is echter niet gelijk aan de CO_2 uitstoot van de conventionele brandstof die wordt vervangen. Er moet immers ook rekening gehouden worden met emissies (CO_2 en mogelijk N_2O, tevens een broeikasgas) ten gevolge van de teelt van biomassa, productie van biobrandstoffen en het transport en de distributie van producten. Tabel 13.2 geeft een indicatie van het CO_2-reductiepotentieel door biobrandstoffen in 2010 en 2050. In 2010 zullen biodiesel en bioethanol waarschijnlijk nog steeds de belangrijkste biobrandstoffen zijn, terwijl in 2050 de 'nieuwe' biobrandstoffen - met een hogere relatieve CO_2 reductie - een belangrijke rol zullen spelen. Het aandeel biobrandstoffen in 2010 is gebaseerd op het streefcijfer in de Europese 'Richtlijn ter bevordering van het gebruik van biobrandstoffen of andere hernieuwbare brandstoffen in het vervoer' (2003/30/EG). De totale CO_2-emissie in 2010 van de transportsector wordt geschat op 39 Mton (Ybema et al, 2002). De primaire energievraag in de transportsector zal naar verwachting groeien van 547 PJ in 2010 (Ybema et al, 2002) naar 733 PJ in 2050 (Jeeninga et al, 2002).

Tabel 13.2 *Potentiële bijdrage van biobrandstoffen aan CO_2-reductie in Nederland in 2010 en 2050*

		2010	2050
Aandeel biobrandstoffen	[%]	6	20-50
Relatieve CO_2-emissiereductie t.o.v. conventionele brandstoffen over de gehele productieketen (o.a. CE, 2003 en Novem, 1999)	[%]	30-60	60-80
CO_2-emissiereductie	[Mton]	0,7-1,4	6-23

Verzuring

De literatuur is niet eenduidig over in welke mate de toepassing van biobrandstoffen een bijdrage kan leveren aan de vermindering van verzurende emissies zoals NO_x en SO_2. Met name voor de biodiesel en bioethanol is dit het geval. Van de 'nieuwe' biobrandstoffen wordt verwacht dat zij een veel lagere uitstoot van NO_x en SO_2 zullen hebben dan conventionele benzine en diesel, over de gehele productieketen. De reductie van de SO_2-emissie ligt in de orde van 60-70%. Voor NO_x zijn zelfs hogere reductiepercentages gegeven voor sommige biobrandstoffen, met name de benzinesubstituten (Novem, 1999). Er wordt echter verwacht dat de emissies van NO_x en SO_2 de komende jaren ook bij gebruik van conventionele brandstoffen zullen dalen als gevolg van een sterke verlaging van het maximale zwavelgehalte in brandstoffen en efficiencyverbeteringen van motoren (Thuijl, 2002).

13.2.3 Strategisch belang

Biobrandstoffen hoeven niet in alle denkbare toekomstbeelden van de energievoorziening een belangrijke rol te spelen. Er zijn ook andere alternatieve brandstoffen voor de transportsector, die eventueel ook naast biobrandstoffen kunnen worden toegepast.

Er wordt verschillend gedacht over welke rol biobrandstoffen op lange termijn kunnen spelen. Een kritische succesfactor is de concurrentiepositie van biobrandstoffen ten opzichte van het gebruik van benzine en diesel in verbeterde conventionele verbrandingsmotoren in termen van efficiëntie en emissiereductie. Daarnaast is er de concurrentie met andere alternatieve brandstoffen zoals aardgas en waterstof. Een kritische succesfactor voor de toepassing van biobrandstoffen is de technologische ontwikkeling op het gebied van conversietechnologieën, de kostprijs van biobrandstoffen en de vorming van gehele productieketens. Dit wordt mede bepaald door het belang van biobrandstoffen voor oliemaatschappijen. Verder spelen factoren op het gebied van de beschikbaarheid en contracteerbaarheid van biomassa een belangrijke rol, zoals de ontwikkeling van een internationale biomassamarkt en de concurrentie van biobrandstoffen met andere biomassatoepassingen (elektriciteitsopwekking, biofeedstocks) (Thuijl, 2002). Met het oog op CO_2-reductie zijn andere biomassatoepassingen effectiever. De Europese landbouwpolitiek en voorzieningsszekerheid (beschikbaarheid en prijs olie) zijn belangrijke motieven voorde ontwikkeling van biobrandstoffen.

13.3 Maatschappelijke aspecten

13.3.1 Rol industrie

De Nederlandse industrie draagt actief bij aan de ontwikkeling van de technologie voor de productie van biobrandstoffen. Enkele voorbeelden van hiervan zijn[9]:

- BTG Biomass Technology Group (o.a. vergassing, vergisting)
- Biofuel (HTU)
- HGP International (biomethanol, biowaterstof)
- Koninklijke Nedalco (bioethanol)
- Shell (o.a. Fischer-Tropsch, HTU).

13.3.2 Invloed van Nederlandse beleid

Omdat biobrandstoffen duurder zijn dan conventionele brandstoffen, kan een vraag naar biobrandstoffen alleen gecreëerd worden door middel van beleid. Hierbij kan men denken aan een (gedeeltelijke) accijnsvrijstelling en/of een verplichtingstelling (verplichte bijmenging). Tot nu toe is er in Nederland nauwelijks beleid gevoerd ter stimulering van de productie en het gebruik van biobrandstoffen. Echter, op Europees niveau is een belangrijke stap gezet om een vraag naar biobrandstoffen te creëren door de Europese 'Richtlijn ter bevordering van het gebruik van biobrandstoffen of andere hernieuwbare brandstoffen in het vervoer' (2003/30/EG). Deze moet in Nederland nog in nationaal beleid worden omgezet. De Nederlandse overheid is vrij om te bepalen hoe zij de streefcijfers in de richtlijn wil gaan halen, maar zij moet hierbij wel opereren binnen bepaalde grenzen die op Europees niveau worden gesteld, bijvoorbeeld beperkingen in de mogelijkheden tot accijnsvrijstelling op biobrandstoffen. Omdat het gebruik van biobrandstoffen in Nederland nog in de kinderschoenen staat, zal het geen eenvoudige opgave zijn de streefcijfers in de richtlijn te halen. Hierbij is Nederland ook afhankelijk van internationale ontwikkelingen, omdat oliemaatschappijen en autofabrikanten multinationale bedrijven zijn en Nederland beperkte mogelijkheden heeft in haar eigen biomassabehoefte voor de productie van biobrandstoffen te voorzien. Ook zijn ontwikkelingen op het gebied van het Europese gemeenschappelijke landbouwbeleid (o.a. quota voor braakliggend land en productiesubsidies) sterk van invloed op de energieteelt voor biobrandstoffen in de EU.

[9] Bron: gave.novem.nl

13.3.3 Ruimtelijke aspecten

Nederland kan voor de productie van biobrandstoffen deels gebruik maken van reststromen uit bijvoorbeeld de landbouw en de bosbouw en deels van energiegewassen. CE (2003) heeft schattingen gemaakt voor het benodigde landbouwareaal voor het behalen van de streefcijfers uit de Europese richtlijn voor Nederland. Het landbouwareaal is afhankelijk van de energie-inhoud van de biobrandstof die wordt ingezet, welk gewas wordt gebruikt om de betreffende biobrandstof te produceren en de opbrengst per ha per gewas. Voor het behalen van de doelstelling in 2010, is een landbouwareaal nodig in de orde van 200.000-700.000 ha. De ondergrens van 200.000 ha heeft betrekking op de situatie wanneer de doelstelling volledig wordt ingevuld met bioethanol uit suikerhoudende gewassen met een opbrengst van 135 GJ/ha De bovengrens van 700.000 ha heeft betrekking op de situatie wanneer de doelstelling volledig wordt ingevuld met biodiesel met een relatief lage geschatte opbrengst van 40 GJ/ha.

Ter vergelijking, het totale landbouwareaal in Nederland is 2 miljoen ha. Na 2010 zullen biobrandstoffen die een hogere opbrengst per ha opleveren een rol kunnen gaan spelen en mogelijk op den duur de conventionele biobrandstoffen vervangen (CE, 2003).

Energieteelt kan in Nederland 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 (Menkveld, 2002).

13.3.4 Effect op de voorzieningszekerheid

Biobrandstoffen kunnen een bijdrage leveren aan de vermindering van de afhankelijkheid van geïmporteerde olie. Dit is een belangrijk motief voor de ontwikkeling van biobrandstoffen.

13.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Op dit moment is er nog weinig bekend over het maatschappelijk draagvlak omtrent de productie en toepassing van biobrandstoffen in Nederland. Het grote publiek is nog niet bekend met (de gevolgen van) biomassateelt en het gebruik van biobrandstoffen in voertuigen. Dit zal pas duidelijker worden wanneer biobrandstoffen op grotere schaal worden toegepast. Belangrijk is dat de productie van biomassa en biobrandstoffen zorgvuldig gebeurt, met zo min mogelijk ongunstige effecten op andere gebieden (bv. de voedselvoorziening, de biodiversiteit, het landschap), zowel in Nederland als in het buitenland. Vermoedelijk zullen consumenten niet negatief staan tegenover het gebruik van biobrandstoffen, mits hun mobiliteitsbehoefte op dezelfde manier wordt vervuld als nu, zonder dat zij hun gedrag wezenlijk hoeven aan te passen of hoeven in te leveren wat betreft het comfort, de prestatie en de veiligheid van hun vervoermiddel. De vraag is of consumenten meer willen gaan betalen voor biobrandstoffen of benzine of diesel waarin biobrandstof bijgemengd is (Thuijl, 2002).

13.4 Referenties

Ademe (2003): *European bioenergy networks: innovative solutions for solid, gaseous and liquid biomass production and use. Liquid biofuels network activity report.* Final report 1.1.2002 - 31.03.2003. France, april 2003.

Bullock, C. (2002): *Fermentation - what future?* RSC Education and Professional Development.

CE (2003): *Biomassa: tanken of stoken? Een vergelijking van inzet van biomassa in transportbrandstoffen of elektriciteitscentrales tot 2010.* Delft, juli 2003.

ECN (2003): Informatie P. Kroon, ECN Beleidsstudies, november 2003.

European Commission (2001): *Communication on alternative fuels for road transportation and on a set of measures to promote the use of biofuels.* COM(2001)547 final. 2001/0265(COD), 2001/0266(CNS). Brussels, July 2001.

Jeeninga, H., Kroon, P., Weeda, M., Wunnik, T., van, Kipperman (2002): *Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050: evolutie of revolutie?* ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-078.

Menkveld, M. (2002). *Duurzame energie en ruimte: de potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO_2 reductie in Nederland.* ECN, Petten, September 2002, ECN-C--02-058.

Novem (1999). *Analysis and evaluation of climate neutral gaseous and liquid fuel chains. GAVE rapport 9921, 9909 en 9910*. Novem, Utrecht.

Thuijl, E. van (2002). *Grootschalige toepassing van biobrandstoffen in wegvoertuigen: een transitie naar emissiearm vervoer in Nederland.* ECN, Amsterdam, augustus 2002, ECN-I--02-008.

Thuijl, E. van, C.J. Roos en L.W.M. Beurskens (2003a). *An overview of biofuel technologies, markets and policies in Europe.* ECN Petten, januari 2003, ECN-C--03-008.

Thuijl, E. van, R. van Ree en T.J. de Lange (2003b): *Biofuel production chains: Background document for modelling the EU biofuel market with the BIOTRANS model.* Werkdocument voor het VIEWLS project (ECN intern).

Ybema R. et al (2002): *Referentieraming energie en CO_2 2001-2010*, ECN/RIVM, 2002, ECN-C--02-010.

14. WARMTEPRODUCTIE IN DE GEBOUWDE OMGEVING

14.1 Stand van de techniek

14.1.1 Technologiebeschrijving

Warmteproductie in de gebouwde omgeving is nodig om in de vraag naar ruimteverwarming en warm tapwater te voorzien. Dat kan met een conventionele ketel, maar ook met een warmtepomp, zonneboiler, stadsverwarming of mini/micro-WKK-installatie.

Warmtepompen

De werking van een warmtepomp is onder te verdelen in drie stappen: onttrekking van warmte aan de omgeving via verdamping van een vloeistof, compressie van die verdampte vloeistof waardoor de temperatuur ervan stijgt, afgifte van de warmte van de damp waardoor deze afkoelt en weer condenseert tot vloeistof. Het samenpersen van de vloeistof kan op verschillende manieren gebeuren: via een mechanische compressor (compressiewarmtepomp) en via een absorptieproces (absorptiewarmtepomp). De compressor kan met behulp van elektriciteit worden aangedreven (elektrische warmtepomp) of met behulp van een gasmotor (gasmotorwarmtepomp). Bij een absorptiewarmtepomp is warmte als aandrijfenergie nodig: restwarmte of warmte van een gasbrander. Ook komen combinaties met warmtekrachtkoppeling voor.

Zonneboiler

Een zonneboiler bestaat uit een zonnecollector en een voorraadvat. De zonnecollector vangt zonlicht op. Zo'n collector bestaat uit een donker gekleurd buizenstelsel dat afgedekt is met een vlakke glasplaat en wordt op het dak geplaatst. Water dat door het buizenstelsel stroomt wordt verwarmd door het zonlicht. Het warme water wordt dan bewaard in een voorraadvat omdat de productie van de warmte m.b.v. een zonnecollector niet gelijk is aan de warmtevraag. Een zonneboiler levert alleen warm tapwater. Daarnaast is een combiketel nodig voor ruimteverwarming en na- en bijverwarming van tapwater. In een zonnegascombi is een CV-ketel en een zonneboiler samengebouwd tot één toestel. De zonnewarmte wordt nu zowel voor verwarming van tapwater als voor ruimteverwarming gebruikt en daartoe wordt ook een grotere collector toegepast (5,6 i.p.v. 2,8 m^2). In de praktijk draagt een zonneboiler nauwelijks bij aan ruimteverwarming vanwege seizoensinvloeden.

Stadsverwarming

Bij stadsverwarming wordt de restwarmte van een elektriciteitscentrale of AVI benut. De warmte wordt via een warmtedistributienet naar de woningen/utiliteitsgebouwen getransporteerd. Ook kan de warmte ter plekke in een wijk worden opgewekt door een gasmotor WKK-installatie.

Mini/micro-WKK

Een micro-WKK-installatie is een installatie die in één woning gelijktijdig warmte en elektriciteit produceert. Veelal is het elektrische vermogen beperkt tot 1-3 kW_e. De installatie is in feite niet veel anders dan een elektriciteit leverende CV-ketel. Voor micro-WKK gaat de aandacht uit naar drie verschillende technologieën, te weten: stirlingmotoren, brandstofcellen (PEMFC en SOFC) en gasmotoren. Een mini-WKK-installatie is iets groter en kan meerdere woningen van warmte voorzien.

14.1.2 Huidige toepassing

In de bestaande woningbouw neemt het aandeel combiketels neemt toe ten koste van gasgestookte geisers en boilers. Lokale verwarming wordt vanwege comforteffecten in de loop van de tijd vervangen door centrale verwarming. De energie-efficiency van individuele verwarmingsketels zal stijgen door vervanging van standaard ketels. Er zijn alleen nog VR-ketels en HR-ketels op de markt. In de nieuwbouw wordt om een EPC=1,0 te realiseren bijna altijd een HR107-combiketel toegepast. Een enkel keer wordt een wijk aangesloten op stadsverwarming of een WKK-installatie in de wijk.

Warmtepompen

Het totaal aantal werkende warmtepompen in de utiliteitsbouw en de woningbouw bedraagt eind 2002 ca. 33.215 (Graus en Joosen, 2003). Slechts een klein deel daarvan (3969) betreft warmtepompen die specifiek voor ruimteverwarming worden gebruikt. In de woningbouw staan daarnaast veel warmtepompboilers (8285) voor bereiding van warm tapwater. Met name in de utiliteitsbouw betreft het omkeerbare warmtepompen die in de winter zorgen voor verwarming en in de zomer voor koeling (ca. 19.000). Verder gaat het om dubbel functionele warmtepompen, dit zijn koelinstallaties met warmteterugwinning die worden gebruikt om tegelijkertijd zowel te verwarmen als te koelen (9995). Verder zijn er ontvochtigers (658) die veel in zwembaden worden toegepast. Het totaal opgesteld thermisch vermogen in de utiliteit en woningbouw is in 2002 ca. 275 MW_{th}.

Zonneboiler

In 2002 stonden er in Nederland 67.705 zonneboilers bij huishoudens met een collectoroppervlak van 202.300 m^2 (Joossen, 2003). Verder is er in 2002 aan grootschalige zonne-energiesystemen een collectoroppervlak van 204.000 m^2 geïnstalleerd. In 2002 zijn ruim 10.000 zonneboilers verkocht, dat is iets meer dan in de jaren daarvoor (vanaf 1997 8000-8500 per jaar).

Stadsverwarming

De markt voor warmtedistributie wordt momenteel gekenmerkt door terughoudendheid en een afwachtende houding van energiebedrijven ten aanzien van investeringen in nieuwe projecten. Belangrijke oorzaken zijn gelegen in de liberalisering van de energiemarkten en alle onzekerheden die daarmee samenhangen. Als gevolg hiervan stellen energiebedrijven veel zwaardere rendementseisen aan investeringen in kapitaalsintensieve warmtedistributienetten. Ook heeft de liberalisering een sterke daling van de marktprijzen voor elektriciteit tot gevolg gehad, waardoor een belangrijke bedrijfseconomische peiler voor warmtedistributie is aangetast. Dit blijkt ook duidelijk uit de stagnerende groei van het WKK-vermogen in Nederland. Op zeer bescheiden schaal zien we de markt investeren in bio-WKK of het aansluiten van een warmtenet op reeds aanwezige bio-WKK. De nog aanwezige groei van het aantal warmtenetaansluitingen is vooral toe te rekenen aan gehonoreerde projecten in het CO_2-reductieplan, waarbij in veel gevallen bestaande restwarmtecapaciteit van elektriciteitscentrales en AVI's wordt benut. Deze projecten zullen tussen nu en 2008 gerealiseerd worden.

Micro-WKK

Deze techniek bevindt zich nog in een experimenteel stadium. Vaillant doet in 2003 een veldtest met 30 brandstofcel CV-ketels in Europa.

14.1.3 Ontwikkelingsfase en verbeteropties

De HR-ketel en wijk- of stadsverwarming worden op grote schaal toegepast. De zonneboiler en de elektrische warmtepompboiler hebben weliswaar een veel kleiner marktaandeel, maar worden ook commercieel toegepast. Toepassing van een warmtepomp voor ruimteverwarming bevindt zich nog enigszins in een demonstratiefase. Micro-WKK bevindt zich in een experimenteel stadium.

Verdere efficiencyverbeteringen worden bij ketels t.a.v. ruimteverwarming niet verwacht, HR-107 is het hoogst haalbare. Verdere verhoging van het systeemrendement kan worden bereikt door combinatie met een zonneboiler, warmtepomp of micro-WKK. Bij stadsverwarming zijn er ontwikkelingen om met lagere temperatuursystemen te werken, waardoor de warmteverliezen tijdens distributie worden beperkt.

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: via een warmtewisselaar kan warmte uit de bodem worden benut.

14.1.4 Technische gegevens en kostenaspecten

Ketels

Er zijn alleen nog VR-ketels en HR-ketels op de markt. De kosten voor een combi-ketel bedragen respectievelijk ca. € 2100 en € 2400 inclusief installatie per woning in de bestaande bouw. De kosten in de nieuwbouw voor een HR107-combiketel bedragen ca. 1500 €/woning (Menkveld, 2004)

Warmtepompen

Het rendement van een warmtepomp wordt uitgedrukt als de COP. De COP geeft de verhouding aan tussen de aandrijfenergie en de verkregen bruikbare warmte. Omgevingswarmte wordt niet meegenomen bij het bepalen van de COP. De COP is dus altijd groter dan 1. Afhankelijk van de temperatuur van de warmtebron en de temperatuur van het warmteafgifte systeem kan een COP van ca. 4 worden gerealiseerd voor ruimteverwarming en een COP van 2 voor bereiding van warm tapwater. Het rendement op primaire energie is bij een elektrische warmtepomp lager omdat dan ook het opwekkingsrendement van elektriciteit moet worden meegenomen.

Kostenschattingen voor toepassing van een warmtepomp in de nieuwbouw lopen uiteen van € 4500 tot ruim € 9000 per woning (Menkveld 2004). De range wordt waarschijnlijk bepaald door het al dan niet meenemen van de investeringen voor een lage temperatuursysteem in de kosten voor het warmtepompsysteem.

Zonneboiler

Een zonneboiler dekt ca. 45% van de warm tapwatervraag en heeft een eigen elektriciteitsverbruik van 60 kWh.

Een zonneboiler is duurder dan een HR-ketel en de huidige meerinvestering kan gedurende de levensduur niet met de besparingen worden terugverdiend. In de bestaande bouw kost een zonneboiler inclusief installatie ca. € 2700 en een zonnegascombi bijna € 5000. In de nieuwbouw kan dat iets goedkoper: ca. € 2200 voor een zonneboiler en ca. € 4800 voor een zonnegascombi (Menkveld, 2004).

Micro-WKK

Het elektrisch rendement van een micro-WKK installatie is 10% voor een strirlingmotor, 20% voor een gasmotor en 30% a 40% voor aan brandstofcel. Het totaalrendement is 95 a 100%. Bij de kosten van een micro-WKK installatie moet rekening worden gehouden met additionele kosten ten opzichte van een HR-ketel voor bijvoorbeeld de brandstofcel unit, reforming van aardgas, warmtewisselaar, warmtebuffering, meet- en regeltechniek en DC/AC converter. De huidige meerprijs van een micro-WKK installatie t.o.v. een HR-ketel ligt boven de 5000 € per woning, uitgaande van een 1 kW_e systeem (Menkveld, 2004).

Stadsverwarming
De kosten voor een warmtedistributienet zijn afhankelijk van het aantal aangesloten woningen en de woningdichtheid, maar bedragen gemiddeld ca. € 5000 per woning voor het distributienet met bijbehorende onderstations en hulpwarmteketels en warmtewisselaars in de woning voor warmteafgifte en de warmtemeters. Dit is beduidend hoger dan de kosten voor de aanleg van een aardgasnet.

14.2 Bijdrage aan de transitie naar een duurzame energiehuishouding

14.2.1 Technisch en economisch potentieel

De ontwikkelingen in de energievraag, kostendalingen van technieken alsmede overheidsbeleid (heffingen en subsidies) in de gebouwde omgeving bepalen het economisch potentieel van verschillende technieken. Voor de bepaling van het potentieel is de afhankelijkheid van een bepaalde energie-infrastructuur van belang. Er bestaat weliswaar concurrentie tussen de verschillende technieken voor de warmteproductie in de gebouwde omgeving, maar de ontwikkelingen in de warmtevraag en de afhankelijkheid van infrastructuur maken een technologie geschikt voor bepaalde deelmarkten (bestaande/nieuwbouw, woningbouw/utiliteitsbouw).

Ontwikkeling energievraag
De warmtevraag voor ruimteverwarming is in de nieuwbouw de laatste jaren fors gedaald en kan nog verder dalen. Dat maakt warmtedistributie financieel nog onaantrekkelijker dan het nu al is. De kosten voor de aanleg van een warmtenet blijven nagenoeg gelijk en de afzet van warmte daalt. De warmteverliezen in het distributienet worden relatief (t.o.v. de warmteafzet) steeds hoger. Voor andere technieken is een lagere warmtevraag juist aantrekkelijk. De kosten voor een warmtepompsysteem kunnen fors dalen wanneer slechts een beperkt vermogen nodig is. Bij warmtepompen is er dus synergie met vraagbeperking.

De warmtevraag voor warm tapwater per persoon is de laatste jaren fors gestegen en in de nieuwbouw door de daling van de warmtevraag voor ruimteverwarming relatief steeds belangrijker geworden. Om nog een verdere substantiële energiebesparing in de gebouwde omgeving te bereiken ligt het voor de hand te kijken naar de warmtevraag voor warm tapwater. Dat maakt de toepassing van een zonneboiler tot een steeds logischer volgende stap in het energiebesparingsbeleid in de gebouwde omgeving.

Energie-infrastructuur
Met micro-WKK op aardgas kan nauwelijks energiebesparing worden bereikt t.o.v. gescheiden centrale elektriciteitsopwekking en bijvoorbeeld warmteopwekking via een zonnegascombi. De ontwikkeling van micro-WKK moet wellicht meer gezien worden als eerste stap op weg naar een ‘waterstofeconomie’. De bijdrage aan een meer duurzame energiehuishouding is bij micro-WKK afhankelijk van waterstofdistributie in de gebouwde omgeving.

Deelmarkten
Voor de bestaande bouw zijn de kosten van toepassing van een warmtepomp nog zeer hoog, met name door de aanleg van een warmtebron. De warmtepomp moet dan ook gezien worden als optie voor de nieuwbouw. In bepaalde segmenten van de utiliteitsbouw heeft de warmtepomp het voordeel dat zowel in de koel- als de warmtevraag kan worden voorzien. De zonneboiler kan zowel in de bestaande als in de nieuwbouw goed worden toegepast.

Voor een micro-WKK-installatie geldt dat de rentabiliteit toeneemt met de warmtevraag, bij een vaste warmte/kracht verhouding betekent dat immers een hogere elektriciteitsproductie en dus meer opbrengsten uit elektriciteit. Vanuit dit idee zullen micro-WKK-installaties waarschijnlijk eerst in de oudere bestaande bouw (minder geïsoleerd, grotere warmtevraag) geïntroduceerd

worden. Daarbij komt dat de vervangingsmarkt in potentie een grotere afzetmarkt vormt dan de nieuwbouwmarkt.

14.2.2 Bijdrage aan specifieke milieudoelstellingen

Het besparingspotentieel voor stadsverwarming is afhankelijk van de wijze waarop de warmte wordt geproduceerd. Levering van restwarmte vanaf grootschalige elektrciteitscentrales of AVI's kan 20% primaire energiebesparing of meer opleveren. Voor kleinschalige warmteopwekking in de wijk geldt dat de besparingen over het algemeen lager zijn. Het potentieel voor warmtelevering is echter klein vanwege de liberalisering van de energiemarkt (zie ook Paragraaf 14.1.2).

Het potentieel voor micro-WKK is afhankelijk van waterstofdistributie (zie Hoofdstuk 10 Waterstofdistributie).

Zonneboiler
Uitgaande van een gemiddelde gasverbruik voor warm tapwater van 365 m^3 per jaar, bespaart een zonneboiler met 45% dekkingsgraad 164 m^3 gas (5,2 GJ primair) maar verbruikt 60 kWh elektriciteit (0,5 GJ primair), dus resulteert in een besparing van 4,7 GJ primair (omgerekend 148 m^3 aardgas) ofwel ruim 250 kg CO_2 per woning per jaar. Een zonnegas-combi kan in het voor en najaar ook wat warmte voor ruimteverwarming leveren, verondersteld is 1,5 GJ per jaar. Samen met de besparing op tapwater levert de zonnegas-combi dan een energiebesparing van 6,3 GJ primair per jaar (ca. 200 m^3 aardgas), ofwel bijna 350 kg CO_2 per woning per jaar.

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 tapwatervraag 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.

Wanneer in 2050 1 miljoen zonneboilers of zonnegascombi's zou zijn geïnstalleerd dan betekent dat een reductiepotentieel van ca. 0,3 Mton. Inclusief realisatie van het maximale potentieel in de utiliteitsbouw is het totale reductiepotentieel 0,5 Mton (Menkveld, 2002[a]). Met ruim 6 miljoen woningen is het maximaal realiseerbaar reductiepotentieel dus ruim 2 ton.

Warmtepomp
Voor de warmtepomp kan met een PER (Primary Energy Ratio) van 2,0 en een warmtevraag voor ruimteverwarming van 400 m^3 (bij EPC=1,0) een besparing van 200 m^3 aardgasequivalent worden bereikt t.o.v PER=1,0 (HR107 ketel), ofwel ca. 6 $GJ_{primair}$, 350 kg CO_2 per woning per jaar.

Wanneer in 2050 1 miljoen warmtepompen zou zijn geïnstalleerd voor ruimteverwarming dan betekent dat een reductiepotentieel van ca. 0,3 Mton.

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. Onbekend is hoe groot het potentieel is in de utiliteitsbouw.

Duidelijk is dat op de totale warmtevraag in de woning- en utiliteitsbouw (goed voor in totaal 30 Mton CO_2-emissie in 2000 (Ybema et al, 2002) met duurzame en efficiënte technologie voor warmteproductie nooit meer dan enkele Megatonnen reductie mogelijk zal zijn. Realisatie van

zonneboilers en warmtepompen op grote schaal zal zonder specifiek daarop gericht beleid niet plaatsvinden. Alleen toepassing van brandstofcellen in micro-WKK-installaties kan een bijdrage leveren aan de reductie van verzurende emissies.

14.2.3 Strategisch belang

Aangezien de verschillende technologieën voor warmteproductie in de gebouwde omgeving in zekere zin concurrerend met elkaar zijn, zijn door verschillende actoren diverse toekomstbeelden gepropageerd naar gelang de belangen van de betreffende actor. De elektriciteitssector heeft altijd veel gezien in de 'all-electric' variant met elektrische warmtepompen. De gassector (zoals ketelfabrikanten en Gasunie) richten hun onderzoek op micro-WKK en de gasgestookte warmtepomp. De verschillende technologieën staan als het ware ieder model voor een bepaald toekomstbeeld. Micro-WKK past in de waterstofeconomie, de zonneboiler in een sterk op duurzame energie of zelfvoorziening gericht toekomstbeeld van de energievoorziening.

14.3 Maatschappelijke aspecten

14.3.1 Rol industrie

De ontwikkeling en productie van zonneboilers gebeurt door Nederlandse ketel en boiler fabrikanten, zoals AGPO, ATAG, AWB, Daalderop, Vaillant, Inventum (zie www.hollandsolar.nl). De laatste twee staan ook bekend als leverancier van warmtepompen. In Nederland treden slechts een tiental bedrijven op als leverancier van warmtepompen (zie www.stichting-warmtepompen.nl). Enkele daarvan zijn fabrikanten van boilers en ketels, ander zijn gespecialiseerde installatiebedrijven. Er is veel internationaal onderzoek en ontwikkeling naar warmtepompen, de VS en Japan hebben vanwege de toepassing van warmtepompen in airconditioning de meeste ervaring met warmtepompen. De toepassing van warmtepompen voor ruimteverwarming in een koud klimaat stelt specifieke eisen en er is internationale samenwerking op dit gebied.

Ook micro-WKK is een onderwerp dat Nederlandse ketelfabrikanten nauwlettend volgen, hoewel brandstofceltechnologie vooral in het buitenland wordt ontwikkeld (bijv in de autoindustrie).

14.3.2 Invloed Nederlands beleid

De toepassing van zonneboilers is een specifieke Nederlandse markt met Nederlandse fabrikanten waardoor sturing door Nederlands beleid mogelijk is. Ook ten aanzien van warmtepompen zal, ondanks internationaal onderzoek, Nederlands beleid nodig zijn om toepassing in Nederland te realiseren. De toepassing van micro-WKK is afhankelijk van internationale ontwikkelingen rond brandstofceltechnologie.

14.3.3 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 (Menkveld, 2002[b]). 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).

Warmtepompen benutten omgevingswarmte. Dat gebeurt via warmtewisselaars. De warmtebron is de buitenlucht (in het geval van warmtepompboilers), of warmte uit de bodem (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.

14.3.4 Effect op voorzieningszekerheid

Toepassing van duurzame energie voor warmteproductie in de gebouwde omgeving vermindert in principe de afhankelijkheid van aardgas en heeft daarmee een positief effect op de voorzieningszekerheid. Echter het effect is relatief klein, wanneer 1 miljoen zonneboilers in de woningbouw worden geïnstalleerd, betekent dat 5 PJ aardgas besparing, ongeveer 0,5% van het totale aardgasverbruik in Nederland en circa 2% van het huidige gasverbruik voor huishoudens.

14.3.5 Maatschappelijk draagvlak

Er bestaat geen maatschappelijke weerstand tegen de toepassing van zonneboilers en warmtepompen. De laatste jaren is wel steeds meer weerstand ontstaan tegen stadsverwarming vanwege (naar de mening van gemeenten en afnemers) te hoge warmtetarieven en het onthouden van keuzevrijheid in de vrije energiemarkt, immers warmteafnemers zijn via lokale warmtenet gebonden aan één warmteleverancier.

14.4 Referenties

Graus, W.H.J. en Joosen, S. (2003): *Inventarisatie warmtepompen 1994-2002.* Ecofys in opdracht van Novem, augustus 2003, EEP02011.

Joosen, S., et al. (2003): *Duurzame energie in Nederland 2002 - Bijdrage aan de energievoorziening 1990 - 2002 (vaststelling 2002).* Ecofys en Kema i.o.v. Novem, EEP2011, september 2003.

Menkveld, M. (2002a) *Duurzame energie en ruimte, de potentiële bijdrage van duurzame energie aan CO_2-reductie in Nederland*. ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-058.

Menkveld, M.; Scheepers, M.J.J.; Jeeninga, H., (2002b): *Flexibele energie-infrastructuur in woningen*. ECN, Petten, 2002, ECN-C--02-014.

Menkveld, M. (2004): *De kosten van energiebesparende maatregelen in woningen*. Rapport in opdracht van VROM-DGW, 2004 (nog te verschijnen).

Ybema R. et al (2002): *Referentieraming energie en CO_2 2001-2010*, ECN/RIVM, 2002, ECN-C--02-010.

BIJLAGE A TECHNISCHE GEGEVENS EN KOSTENASPECTEN ELEKTRICITEIT UIT BIOMASSA

		Bio-WKK grootschalig [ca. 30 MW_e]	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig [< 5 MW_e]	(Co-) vergisting mest	AVI commercieel bedrijfszeker, 500 kton	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI/AWZI vergisting	Stortgas
Investeringskosten	[€/kW_e]	2900	590	827	2380	4000	7450	7200	7712	6478	1675[10]	1000
Bedrijfstijd/vollasturen	[uren/jaar]	7500	7000	7000	7000	7500	6000	8250	8000	7500	7000	6500
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e]	250	-	-	-	400	447	-	-	-	175	128
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	-	0,25	1,07	1,1	-	-	1,7	2,0	2,2	-	-
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	-	0,95	3,66	2,0	-	-	3,0	2,7	2,1	-	-
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	17	10,8	15	10	23[11]	10	10	10	22[2]	19,2[2]
Brandstofkosten	[€/ton]	40	110,5	-30,2	-45	40	0	-90	-90	-90	0	1,0[12]
Elektrisch rendement	[%]	30	37,5	37,5	31,5	20	-	20	22	30	35	35
Thermisch rendement[13]	[%]	7,5	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€/m^3]	0,12	-	-	-	0,12	0,12	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	[€/ton]	-	40	40	40	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-	-
Economische levensduur	[jaar]	15	10	10	15	15	10	15	15	15	10	10

[10] Gemiddelde van AWZI en RWZI
[11] Energie-inhoud in MJ/m^3
[12] Brandstofkosten in ct/m^3
[13] Omgerekend naar elektriciteitsequivalent

BIJLAGE B TECHNISCHE GEGEVENS EN KOSTENASPECTEN VAN GAS EN KOLENGESTOOKTE ELEKTRICITEITSOPWEKKING

Tabel B.1 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van STEG*

	Eenheid	1990	2000	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	52	58	63	64
CO_2	[kg/MWh*]	390	350	315	310
NO_x (NO_2)	[kg/MWh**]	0,35	0,15	0,15	0,15
Investeringskosten	[€/kW]	725	575	500	480
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	25	20	17,5	17,5

* Op basis van 56 kg CO_2/GJ.
** Op basis van 50 g NO_x/GJ in 1980 en 1990 en 25 g NO_x/GJ vanaf 2000 (low-NO_x burners).

Tabel B.2 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van SOFC-STEG*

	Eenheid	1990	2000	2010	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	-	-	70	73	74
CO_2	[kg/MWh*]	-	-	300	280	275
NO_x (NO_2)	[kg/MWh]	-	-	p.m.	p.m.	p.m.
Investeringskosten	[€/kW]	-	-	1200	850	700
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	-	-	55	40	35

* Op basis van 56 kg CO_2/GJ.

Tabel B.3 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van STEG met CO_2-afvang*

	Eenheid	1990	2000	2010	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	-	49	51	55	57
Percentage CO_2-verwijdering	[%]	-	90	90	90	90
CO_2	[kg/MWh*]	-	40	37	35	35
NO_x (NO_2)	[kg/MWh**]	-	0,2	0,2	0,2	0,2
Investeringskosten	[€/kW]	-	925	850	725	675
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	-	30	28	24	24

* Op basis van 56 kg CO_2/GJ.
** Op basis van 25 g NO_x/GJ (low-NO_x burners).

Tabel B.4 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van SOFC-STEG met CO_2-afvang*

	Eenheid	1990	2000	2010	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	-	-	61	65	67
Percentage CO_2-verwijdering	[%]	-	-	90	90	90
CO_2	[kg/MWh*]	-	-	33	31	30
NO_x (NO_2)	[kg/MWh**]	-	-	p.m.	p.m.	p.m.
Investeringskosten	[€/kW]	-	-	1400	900	750
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	-	-	70	45	40

* Op basis van 56 kg CO_2/GJ.

Tabel B.5 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van poederkoolcentrale*

	Eenheid	1990	2000	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	42	44	50	51
Ontzwavelingsgraad	[%]	90	90	90	90
CO_2	[kg/MWh[1]]	800	760	670	655
SO_2	[kg/MWh[2]]	0,63	0,60	0,53	0,52
NO_x (NO_2)	[kg/MWh[3]]	1,2	1,2	1,2	1,2
Investeringskosten	[€/kW]	1350	1200	1100	1050
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	53	47	43	41

1 Op basis van 93 kg CO_2/GJ.
2 Op basis van een verbrandingswaarde van 26,5 GJ/ton en een zwavelgehalte van 1%.
3 Op basis van 135 g NO_x/GJ (low-NO_x burners).

Tabel B.6 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van KV-STEG*

	Eenheid	1990	2000	2030	2050
Representatieve centrale		Demkolec	Puertollano[1], Polk (Tampa Electric)[2], Wabash River[3]		
Ontwerp rendement	[%]	43,2	45 (Puertollano)	54	55
Ontzwavelingsgraad	[%]	98,5	99	99	99
CO_2	[kg/MWh[4]]	775	745	620	610
SO_2	[kg/MWh[5]]	0,09	0,06	0,05	0,05
NO_x (NO_2)	[kg/MWh[6]]	0,4	0,2	0,2	0,2
Investeringskosten	[€/kW]	2000	1700 (Wabash River)	1350	1250
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	70	60	47	44

1 Puertollano IGCC: 320 MW, rendement 45%, in vol bedrijf 1998.
2 Polk (Tampa Electric) IGCC: 250 MW, rendement 36,7%, in bedrijf 1996. Investeringskosten: $ 1650/kW, exclusief bouwrente ($ midden 2001).
3 Wabash River IGCC: 262 MW, rendement 39,7%, in bedrijf 1995. Investeringskosten: $ 1700/kW (1994$) in geval van een 'greenfield project' in plaats van 'repowering'.
4 Op basis van 93 kg CO_2/GJ.
5 Op basis van een verbrandingswaarde van 26,5 GJ/ton en een zwavelgehalte van 1%.
6 Op basis van 50 g NO_x/GJ in 1990 en 25 g NO_x/GJ vanaf 2000 (low-NO_x burners).

Tabel B.7 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van poederkoolcentrale met CO_2-afvang*

	Eenheid	1990	2000	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]	-	36	41	42
Percentage CO_2-verwijdering	[%]	-	90	90	90
CO_2	[kg/MWh[1]]	-	93	82	80
SO_2	[kg/MWh[2]]	-	0,73	0,64	0,63
NO_x (NO_2)	[kg/MWh[3]]	-	1,2	1,2	1,2
Investeringskosten	[€/kW]	-	1900	1650	1500
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	-	75	60	55

1 Op basis van 93 kg CO_2/GJ.
2 Op basis van een verbrandingswaarde van 26,5 GJ/ton, een zwavelgehalte van 1% en 90% ontzwaveling.
3 Op basis van 135 g NO_x/GJ (low-NO_x burners).

Tabel B.8 *Rendement, emissies CO_2, SO_2, en NO_x en kosten van KV-STEG met CO_2-afvang*

	Eenheid	1990	2000	2030	2050
Ontwerp rendement	[%]		38	45	46
Percentage CO_2-verwijdering	[%]	-	95	95	95
CO_2	[kg/MWh[1]]	-	44	37	36
SO_2	[kg/MWh[2]]	-	0,07	0,06	0,06
NO_x (NO_2)	[kg/MWh[3]]	-	0,2	0,2	0,2
Investeringskosten	[€/kW]	-	2000	1550	1400
Onderhoud en bediening	[€/kW/jaar]	-	70	55	50

[1] Op basis van 93 kg CO_2/GJ.
[2] Op basis van een verbrandingswaarde van 26,5 GJ/ton, een zwavelgehalte van 1% en 99% ontzwaveling.
[3] Op basis van 25 g NO_x/GJ (low-NO_x burners).