



Energy research Centre of the Netherlands

Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008

Conceptadvies onrendabele topberekeningen

X. van Tilburg (ECN)

E.A. Pfeiffer (KEMA)

J.W. Cleijne (KEMA)

G.J. Stienstra (ECN)

S.M. Lensink (ECN)



ECN-E--06-025

September 2006

Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het onderzoek is onderdeel van het vaststellen van de MEP-subsidie voor duurzame elektriciteit voor 2008. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract MEP 2006, ECN-projectnummer 7.7745. Dit rapport is de openbare versie van het eerder verspreide rapport ECN-X-06-111. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is X. van Tilburg, telefoon 0224-564863, email vantilburg@ecn.nl.

De auteurs bedanken Marc Londo (ECN), André Wakker (ECN), Mark Beekes (KEMA) en Frits Verheij (KEMA) voor hun medewerking aan het onderzoek, aanwijzingen en correcties. Voor deze studie is geen uitgebreide marktconsultatie gehouden. Wel is dank verschuldigd aan marktpartijen en andere stakeholders die tijdens het vooronderzoek informatie hebben verstrekt.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs ECN and KEMA have researched the financial gaps of renewable energy production technologies. These financial gaps form the basis for determining the level of MEP-subsidies (feed-in tariffs) for different renewable electricity sources and technologies. This report contains an advice on the financial gaps for projects in the Netherlands that aim at realization in 2008. Although the report is based on careful research, the results have not been presented to stakeholders for consultation.

Inhoud

| | |
|--|----|
| Lijst van tabellen | 5 |
| Lijst van figuren | 5 |
| Samenvatting | 6 |
| 1. Inleiding | 7 |
| 2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze | 8 |
| 2.1 Uitgangspunten | 8 |
| 2.2 Opdracht | 8 |
| 2.3 Werkwijze | 9 |
| 3. Wijziging van subsidieduur | 10 |
| 3.1 Uitgangspunten | 10 |
| 3.2 Effect subsidieduur op onrendabele top | 11 |
| 4. Ontwikkeling elektriciteit- en brandstofprijzen | 12 |
| 4.1 Fossiele brandstoffen | 12 |
| 4.2 Elektriciteit | 14 |
| 4.3 CO ₂ | 14 |
| 4.4 Biomassaprijzen | 15 |
| 4.4.1 Palmolie | 15 |
| 4.4.2 Knip- en snoeihout | 16 |
| 4.4.3 Afvalhout | 16 |
| 4.4.4 Houtpellets | 17 |
| 4.4.5 Agroresidu | 17 |
| 4.4.6 Vergistinggrondstoffen | 17 |
| 5. Technisch-economische berekeningsaannames | 18 |
| 5.1 Windenergie | 18 |
| 5.1.1 Wind onshore | 18 |
| 5.1.2 Wind offshore | 19 |
| 5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales | 20 |
| 5.2.1 Meestook palmolie in gascentrales | 21 |
| 5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale | 21 |
| 5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales | 22 |
| 5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing | 22 |
| 5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties | 23 |
| 5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW _e | 24 |
| 5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW _e | 25 |
| 5.3.3 Houtverbranding <10 MW _e | 25 |
| 5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW _e | 26 |
| 5.3.5 Vergisting <10 MW _e | 27 |
| 5.4 Afvalverbrandingsinstallaties | 28 |
| 5.5 Overige categorieën | 29 |
| 5.5.1 Zon-PV | 29 |
| 5.5.2 AWZI/RWZI | 30 |
| 5.5.3 Stortgas | 31 |
| 5.5.4 Kleinschalige waterkracht | 31 |
| 6. Financieel-economische berekeningsaannames | 32 |
| 7. Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit | 34 |
| 8. Conclusies en aanbevelingen | 36 |
| Referenties | 38 |

| | | |
|-------------|---------------------------------------|----|
| Afkortingen | | 40 |
| Bijlage A | Algemene beleidsmatige uitgangspunten | 41 |
| Bijlage B | Subsidieduurwijzigingen | 42 |
| Bijlage C | Gevoeligheidsanalyse | 43 |

Lijst van tabellen

| | | |
|------------|---|----|
| Tabel S.1 | <i>Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit</i> | 6 |
| Tabel 3.1 | <i>Aannames over subsidieduur van verschillende opties</i> | 11 |
| Tabel 4.1 | <i>Prijswontwikkeling van olie, gas, kolen, CO₂ en elektriciteit</i> | 12 |
| Tabel 4.2 | <i>Prijspredicties biomassa</i> | 15 |
| Tabel 5.1 | <i>Technisch-economische parameters wind onshore</i> | 19 |
| Tabel 5.2 | <i>Technisch-economische parameters wind offshore</i> | 20 |
| Tabel 5.3 | <i>Technisch-economische parameters palmolie in een centrale</i> | 21 |
| Tabel 5.4 | <i>Technisch-economische parameters meestook houtpellets in een kolencentrale</i> | 22 |
| Tabel 5.5 | <i>Technisch-economische parameters meestook agroresidu in kolencentrales</i> | 22 |
| Tabel 5.6 | <i>Technisch-economische parameters bijstook biomassa (vergassing)</i> | 23 |
| Tabel 5.7 | <i>Technisch-economische parameters bio-olie <10 MW_e</i> | 24 |
| Tabel 5.8 | <i>Technisch-economische parameters bio-olie 10-50 MW_e</i> | 25 |
| Tabel 5.9 | <i>Technisch-economische parameters houtverbranding <10 MW_e</i> | 26 |
| Tabel 5.10 | <i>Technisch-economische parameters houtverbranding 10-50 MW_e</i> | 26 |
| Tabel 5.11 | <i>Technisch-economische parameters (co)vergisting <10 MW_e</i> | 28 |
| Tabel 5.12 | <i>Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties</i> | 29 |
| Tabel 5.13 | <i>Technisch-economische parameters Zon-PV</i> | 30 |
| Tabel 6.1 | <i>Financieel-economische berekeningsaannames</i> | 32 |
| Tabel 7.1 | <i>Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit</i> | 34 |
| Tabel 8.1 | <i>Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit</i> | 37 |
| Tabel B.1 | <i>Onrendabele toppen bij 10 jaar subsidieduur</i> | 42 |

Lijst van figuren

| | | |
|-------------|---|----|
| Figuur C.1 | <i>Gevoeligheidsdiagram onshore wind</i> | 44 |
| Figuur C.2 | <i>Gevoeligheidsdiagram offshore wind</i> | 44 |
| Figuur C.3 | <i>Gevoeligheidsdiagram meestook palmolie in gascentrale</i> | 45 |
| Figuur C.4 | <i>Gevoeligheidsdiagram meestook houtpellets in kolencentrale</i> | 45 |
| Figuur C.5 | <i>Gevoeligheidsdiagram meestook agroresidu in kolencentrale</i> | 46 |
| Figuur C.6 | <i>Gevoeligheidsdiagram bijstook door vergassing</i> | 46 |
| Figuur C.7 | <i>Gevoeligheidsdiagram Bio-olie <10 MW_e</i> | 47 |
| Figuur C.8 | <i>Gevoeligheidsdiagram Bio-olie 10-50 MW_e</i> | 47 |
| Figuur C.9 | <i>Gevoeligheidsdiagram hout <10 MW_e</i> | 48 |
| Figuur C.10 | <i>Gevoeligheidsdiagram hout 10-50 MW_e</i> | 48 |
| Figuur C.11 | <i>Gevoeligheidsdiagram vergisting <10 MW_e</i> | 49 |
| Figuur C.12 | <i>Gevoeligheidsdiagram zon-PV</i> | 49 |

Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de onrendabele toppen voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008. Aanvullend wordt in dit rapport specifiek aandacht besteed aan het actualiseren van de berekeningsaannames voor de onrendabele top van Zon-PV-systemen en het in kaart brengen van de ontwikkelingen in de categorie zelfstandige biomassa installaties.

In dit advies worden de effecten van de aangekondigde wijziging in de subsidieduur meegenomen. Vanwege deze wijziging is vergelijking van de huidige onrendabele top met die uit eerdere adviezen niet direct mogelijk.

Tabel S.1 *Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit*

| | Onrendabele top 2008 [ct/kWh _e] | Subsidieduur 2008 [jaar] |
|---------------------------------------|--|-----------------------------|
| Windenergie | | |
| • Onshore wind | 3,6 | 15 |
| • Offshore wind | 6,4 | 15 |
| Biomassa in centrales | | |
| • Palmolie in gascentrale | 5,7 | 4 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 6,5 | 4 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 3,8 | 4 |
| • Vergassing in kolencentrale | 4,2 | 4 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | | |
| • Bio-olie <10 MW _e | 8,1 | 10 |
| • Bio-olie 10 - 50 MW _e | 6,9 | 15 |
| • Hout <10 MW _e | 8,3 | 10 |
| • Hout 10 - 50 MW _e | 4,3 | 15 |
| • Vergisting <10 MW _e | 6,2 | 10 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | | |
| • Laag rendement | -0,8 | 15 |
| • Standaard rendement | -1,1 | 15 |
| • Upgraded | -0,8 | 15 |
| • Hoog rendement | -0,1 | 15 |
| Overig | | |
| • Zon-PV | 46,9 | 15 |
| • RWZI/AWZI | -2,5 /-3,2 | 15 |
| • Stortgas | -0,6 | 10 |
| • Waterkracht | 8,9 | 15 |

1. Inleiding

In dit rapport wordt een advies uitgebracht over de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit.

Dit rapport is het eindresultaat van de werkzaamheden die door het Ministerie van Economische Zaken (EZ) in opdracht zijn gegeven in mei 2006. Ondanks het feit dat vanaf 18 augustus 2006 voor alle categorieën het tarief op 0,0 ct/kWh is gezet, hecht EZ aan een actueel inzicht in de onrendabele toppen voor de opwekking van duurzame elektriciteit. Dit rapport biedt dat inzicht, met als kanttekening dat het hier gepresenteerde conceptadvies niet ter consultatie aan de markt is voorgelegd. Juist de consultatie is in het verleden van belang gebleken voor een gestaafde verificatie van het advies. Zodra de omstandigheden dit toelaten en daar aanleiding toe is, wordt aanbevolen de consultatie alsnog uit te voeren.

Leeswijzer

De opbouw van dit rapport is in hoofdlijnen vergelijkbaar met de adviezen die in 2003, 2004 en 2005 zijn uitgebracht ten behoeve van de MEP-subsidietarieven (Van Sambeek et al., 2003 en 2004, De Vries et al., 2005).

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten, de opdracht en de werkwijze. Hoofdstuk 3 gaat in op een belangrijke wijziging in de subsidieduur en Hoofdstuk 4 behandelt ontwikkelingen in elektriciteit- en brandstofprijzen. In Hoofdstuk 5 wordt per categorie de gebruikte technisch-economische aannames toegelicht. Hoofdstuk 6 gaat in op de financieel-economische berekeningsaannames en de uitkomsten voor de berekening van onrendabele toppen wordt gepresenteerd in Hoofdstuk 7. Bijlagen A beschrijft de algemene beleidsmatige uitgangspunten van de MEP-berekeningen. Bijlagen B en C gaan in op respectievelijk de kwantitatieve effecten van de aangepaste subsidieduren en de gevoeligheid van de onrendabele toppen voor wijzigingen in invoerparameterwaarden.

2. Uitgangspunten, opdracht en werkwijze

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de onrendabele toppen voor de opwekking van duurzame elektriciteit. De aannames voor de berekeningen van de onrendabele toppen dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2008.

2.1 Uitgangspunten

Voor de berekening van de onrendabele toppen ten behoeve van de MEP-subsidie heeft het Ministerie een aantal uitgangspunten en randvoorwaarden gesteld, zoals ook gebruikt in de eerdere (concept)adviezen in 2003, 2004 en 2005. Voor het onderzoek naar de onrendabele top-parameters zijn de volgende algemene beleidsmatige uitgangspunten gehanteerd¹:

- efficiëntie van besteding van middelen,
- doelmatigheid van de stimulans,
- kosteneffectiviteit,
- aansluiting bij de bestaande categorie-indeling,
- aansluiting bij internationale markt-, technologie- en beleidsontwikkelingen.

2.2 Opdracht

Medio 2006 is de elektriciteitswet zodanig gewijzigd, dat het voor het Ministerie van Economische Zaken mogelijk is om het MEP-budget, dat nodig is voor nieuwe beschikkingen beter te beheersen. Hiertoe is een deel van de uitvoering van de MEP verplaatst van de wet naar een ministeriele regeling. De bijbehorende Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) kondigt een aantal wijzigingen aan die van invloed zijn op de MEP-subsidie.

Ten eerste wordt het voor de minister jaarlijks mogelijk om per categorie een maximaal budget voor nieuwe projecten vast te stellen. Voor de verdeling van de subsidie kan vervolgens worden gekozen tussen verdeling op volgorde van binnenkomst ('wie het eerst komt, het eerst maalt') en verdeling op basis van rangschikking ('tender'). Voor de bepaling van de hoogte van de subsidieplafonds geldt een aantal uitgangspunten: krachtige en kosteneffectieve stimulering van duurzame energie, duurzaamheid van de in te zetten brandstof, realisatie van de Nederlandse doelstelling en overweging van opties die in de toekomst een kosteneffectieve bijdrage kunnen leveren. Een tweede wijziging is de aanpassing van de subsidieduur, zodanig dat per categorie de economische levensduur meer wordt afgestemd op de technische levensduur en er geen ongewenste effecten ontstaan als gevolg van de uitkeringsduur van MEP-subsidie (EZ, 2004 en 2006b).

De opdracht die aan dit rapport ten grondslag ligt, is dat van bovenstaande wijzigingen *alleen* de wijziging van de subsidieduur wordt meegenomen bij de bepaling van de hoogte van de onrendabele top. Voor elke duurzame elektriciteitsoptie wordt een referentie-installatie gekozen en een bijbehorende onrendabele top bepaald. De keuze voor de referentie dient zodanig te zijn dat het merendeel van de projecten in deze categorie op financieel rendabele wijze doorgang kan vinden.

¹ Zie Bijlage A voor een uitgebreide beschrijving van de uitgangspunten, overgenomen Van Sambeek et al. (2004b).

In aanvulling op een update van de onrendabele top voor bestaande categorieën is gevraagd om in het onderzoek aandacht te schenken aan een tweetal zaken. Ten eerste is het wenselijk om de berekeningen en aannames voor de onrendabele top van Zon-PV-systemen te actualiseren. Daarnaast is het verzoek om ontwikkelingen in de categorie kleinschalige, zelfstandige bio-energie in kaart te brengen.

2.3 Werkwijze

De werkwijze van het adviestraject voor onrendabele toppen volgt hetzelfde stramien als eerdere jaren. ECN en KEMA doen onderzoek. Dit resulteert in een conceptadvies dat ter consultatie wordt aangeboden aan stakeholders. In deze consultatie worden stakeholders uitgenodigd een schriftelijke reactie te geven op de inschatting van de financieel-economische en technisch-economische parameters. Waar nodig worden partijen uitgenodigd voor een toelichtingsgesprek en wordt de reactie getoetst op basis van feitelijke onderbouwing. De reacties uit de consultatie worden vervolgens meegewogen in een eindadvies dat ECN en KEMA vervolgens aanbieden aan het Ministerie van Economische Zaken.

Per brief van 18 augustus 2006 aan de Tweede Kamer heeft de Minister van Economische Zaken bekend gemaakt dat de MEP-tarieven voor alle nieuwe beschikkingen voor duurzame elektriciteit met onmiddellijke ingang op 0,0 ct/kWh gezet zijn. Deze onverwachte wijziging kwam ruim twee weken *voor* het afronden van het onderzoek en uitbrengen van het conceptadvies. In overleg met het Ministerie hebben ECN en KEMA besloten het conceptadvies wel af te ronden, maar het in eerste instantie niet openbaar aan stakeholders aan te bieden. Vanwege de onrust die door de tariefmaatregel is ontstaan is besloten bij de afronding van het onderzoek geen contact meer op te nemen met stakeholders voor verificatie van gegevens maar gebruik te maken van reeds verzamelde gegevens. Dit rapport is derhalve gebaseerd op een grondig vooronderzoek, maar de aangekondigde consultatieronde is bij het uitbrengen van dit conceptadvies tot nader order uitgesteld. De markt is hierover per brief geïnformeerd.

3. Wijziging van subsidieduur

Een belangrijk uitgangspunt van de MEP is het bieden van langjarige zekerheid aan investeerders, door verstrekking van een van tevoren bekend vast bedrag per geproduceerde kWh voor een periode van tien jaar². In de praktijk is echter gebleken dat het gebruik van een periode van tien jaar zonder onderscheid naar productiewijze kan leiden tot ongewenste effecten. Zo kan het voorkomen dat een installatie zoals een windturbine uit bedrijfseconomische overwegingen wordt ontmanteld terwijl deze technisch zonder problemen door kan draaien. Dit wordt gezien als kapitaalvernietiging en is daarom onwenselijk. Anderzijds zijn er projecten zoals het meestoken van biomassa in centrales, waarbij de onrendabele top vooral wordt bepaald door onvoorspelbare en snel wijzigende brandstofkosten. Voor deze installaties is de kans groot dat een vast subsidiebedrag voor tien jaar zal leiden tot overstimulering of het niet halen van de verwachte duurzame energieproductie.

In de tussenevaluatie van de MEP (EZ, 2004) is naar voren gekomen dat om bovengenoemde redenen in sommige gevallen subsidiëring voor een periode langer dan tien jaar wenselijk is. Daarnaast is benoemd dat de langjarig vaste subsidiëring van grootschalige biomassa-projecten voor de overheid grote risico's met zich meebrengt. In de Algemene Maatregel van Bestuur wordt de aanpassing van de subsidieduur verder uitgewerkt (EZ, 2006d Sectie 2.2).

De subsidieduur is medebepalend voor de hoogte van de onrendabele top. In Paragraaf 3.2 wordt uitgebreider ingegaan op de effecten van wijziging in subsidieduur op de onrendabele top. Bijlage B toont voor alle categorieën de onrendabele top in het geval dat de subsidieduur op tien jaar wordt gehouden. Dit maakt het effect van de wijziging in subsidieduur inzichtelijk, los van de wijzigingen in techno-economische en financieel-economische parameters.

3.1 Uitgangspunten

Er bestaat op dit moment nog geen uitsluitel over de subsidieduur die per categorie zal worden aangehouden. In de AMvB zoals deze is voorgelegd aan de Raad van State (EZ, 2006b), is gesteld dat voor kapitaalintensieve opties tariefzekerheid van minimaal twee en maximaal vier jaar wordt geboden. Voor kapitaalintensieve projecten geldt een maximale subsidieduur van 20 jaar. Waar de grens ligt tussen kapitaalintensieve en kapitaalsintensieve projecten is niet gedefinieerd.

Binnen dit conceptadvies wordt de volgende definitie gebruikt. Kapitaalsintensieve projecten zijn projecten waarvoor geldt dat de jaarlijkse lasten als gevolg van de kapitaalsinvestering groter zijn dan de jaarlijkse operationele lasten. Overige projecten worden kapitaalintensief genoemd. Gebaseerd op de kentallen van de adviezen voor 2006-2007 (Van Sambeek et al., 2004b en De Vries et al., 2005b) kunnen alle categorieën als kapitaalsintensief worden aangemerkt, behalve het bij- en meestoken van biomassa in centrales.

De keuze per categorie voor een subsidieduur is zo veel mogelijk in lijn gebracht met de verwachte technische levensduur³. Voor kapitaalintensieve installaties (bij- en meestook) is de subsidieduur beperkt tot vier jaar. In de praktijk is de bedoeling dat dergelijke installaties elke vier jaar opnieuw een aanvraag kunnen indienen op basis van een ontheffing. In overleg met het Ministerie van Economische Zaken is de volgende, voorlopige indeling van subsidieduur per categorie gebruikt.

² Voor windenergie is de hoeveelheid subsidie gemaximeerd op een vast aantal vollasturen.

³ Vanwege het risicovolle en innovatieve karakter van eerste generatie windparken op zee is de subsidieduur op 15 jaar gesteld, terwijl de technische levensduren van 20 jaar of meer mogelijk wordt geacht.

Tabel 3.1 *Aannames over subsidieduur van verschillende opties*

| | Subsidieduur 2008 |
|---------------------------------------|-------------------|
| Windenergie | |
| • Onshore wind | 15 |
| • Offshore wind | 15 |
| Biomassa in centrales | |
| • Palmolie in gascentrale | 4 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 4 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 4 |
| • Vergassing in kolencentrale | 4 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | |
| • Bio-olie <10 MW _e | 10 |
| • Bio-olie 10-50 MW _e | 15 |
| • Hout <10 MW _e | 10 |
| • Hout 10-50 MW _e | 15 |
| • Vergisting <10 MW _e | 10 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | |
| • Laag rendement | 15 |
| • Standaard rendement | 15 |
| • Upgraded | 15 |
| • Hoog rendement | 15 |
| Overig | |
| • Zon-PV | 15 |
| • RWZI/AWZI | 15 |
| • Stortgas | 10 |
| • Waterkracht | 15 |

3.2 Effect subsidieduur op onrendabele top

De onrendabele top van een project wordt bepaald door het verschil in kosten- en opbrengsten-kasstroom gedurende de duur van het project. De kosten bestaan enerzijds uit de operationele kosten, zoals onderhoud en brandstof, en anderzijds uit rente en aflossing op de kapitaalinvestering. De opbrengsten bestaan uit elektriciteitsopbrengsten (en eventueel warmte-afzet).

Om de effecten van subsidieduurwijziging inzichtelijk te maken kunnen de volgende twee (extreme) situaties worden beschouwd. In de eerste situatie heeft een project alleen operationele kosten en zijn de marginale kosten dus gelijk zijn aan de gemiddelde kosten. In zo'n geval heeft een wijziging in de subsidieduur geen invloed op de onrendabele top. In de situatie dat er alleen investeringskosten zijn en geen operationele kosten, heeft een verandering in de subsidieduur een zodanig effect dat de netto contante waarde van het totale subsidiebedrag gelijk blijft⁴: verlenging van de subsidieduur leidt tot een lagere onrendabele top en verkorting tot een hogere. Intuïtief gesteld komt het er op neer dat voor een korte periode een hoger bedrag per jaar nodig is om te compenseren voor het onrendabele deel van het project.

Voor projecten met zowel investeringskosten als operationele kosten is niet op voorhand te zeggen hoe groot het effect is van een wijziging in subsidieduur. In de meeste gevallen zal ook een belastingeffect optreden¹.

⁴ In werkelijkheid zal er ook een belastingeffect optreden. Wanneer rente en aflossing over een langere periode wordt verdeeld, zal jaarlijks een groter netto resultaat te verwachten zijn en de (vennootschaps)belastingdruk toenemen. Dit zorgt voor een hogere totale NCW wanneer de subsidieduur wordt verlengd.

4. Ontwikkeling elektriciteit- en brandstofprijzen

De energieprijzen zijn de afgelopen anderhalf jaar aanzienlijk gestegen en de prijzen vertonen een grillig verloop. Op basis van recente ontwikkelingen en instabiliteit in de internationale gas- en oliemarkt, is het te verwachten dat de energieprijzen op korte en lange termijn structureel hoger liggen dan in eerdere adviezen is aangenomen. Hogere energieprijzen hebben een direct effect op de hoogte van de onrendabele top. Enerzijds omdat elektriciteitsprijzen de hoogte van de inkomende kasstromen bepalen en anderzijds omdat brandstofkosten meestal een substantieel deel uitmaken van de operationele kosten.

Voor de onderbouwing van de prijsontwikkeling van fossiele brandstof en elektriciteit heeft ECN een achtergrondstudie uitgevoerd (Wakker et al., 2006). In deze studie zijn met het POWERS-model een aantal meerjarenprojecties gemaakt⁵. Naast de gebruikelijke scenario's is ook gewerkt met een nieuw scenario. Dit scenario sluit aan bij de actuele inzichten en marktontwikkelingen en heet GEHP, de 'high price' variant van het GE-scenario. Het is in het kader van de WLO-studie (Janssen et al., 2006) ontwikkeld door ECN in aanvulling op de vier scenario's die als input dienen voor de Referentieramingen (Van Dril et al., 2005).

Voor sommige MEP-categorieën wijkt de subsidieduur in dit rapport af van de eerder gebruikte tienjaars periode. Om het effect hiervan goed mee te nemen worden prijsprojecties gepresenteerd voor diverse looptijden. Alle projecties zijn gebaseerd op de periode vanaf 2008.

In aanvulling op de waarden die afgeleid zijn uit de achtergrondstudie, is voor biomassaprijzen een aparte marktverkenning gedaan. De markt voor biomassa is minder transparant geworden en in afwezigheid van lange termijncontracten zijn projecties van prijsontwikkelingen gebaseerd op huidige prijzen en marktverwachtingen ten aanzien van beschikbaarheid en schaarste.

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de in dit advies gebruikte prijzen voor olie, gas, kolen, CO₂ en elektriciteit.

Tabel 4.1 *Prijsontwikkeling van olie, gas, kolen, CO₂ en elektriciteit*

| Looptijd [jaar] | Termijn | Olie [\$ ₂₀₀₀ /vat] | Gas [ct/m ³] | Kolen [€/ton] | CO ₂ [€/ton] | Elektriciteit [ct/kWh] |
|--------------------|-----------|-----------------------------------|-----------------------------|------------------|----------------------------|---------------------------|
| 5 | 2008-2013 | 45 | 20 | 60 | 14 | 5,9 |
| 10 | 2008-2018 | 40 | 18 | 60 | 15 | 5,6 |
| 15 | 2008-2023 | 40 | 18 | 60 | 15 | 5,6 |
| 20 | 2008-2028 | 40 | 18 | 60 | 19 | 5,6 |

4.1 Fossiele brandstoffen

Ruwe olie

De prijzen van ruwe olie in het GEHP-scenario hebben een gemiddeld niveau van 40 US\$₂₀₀₀ per vat in de periode tot 2040. Er is een lange termijn trendmatige groei verondersteld in verband met stijgende marginale kosten van productie. De ervaring vanaf begin jaren '70 leert dat na een crisissituatie met onverwacht hoge olieprijs het prijseffect nog een enige tijd (6 á 7 jaar) na-ijlt. Als aansluiting tussen de huidige hoge olieprijs van boven 60 US\$₂₀₀₀ per vat en de lange termijntrend is een korte termijn 'terugkeertraject' gedefinieerd tot 2013. Het relatief hoge prijsniveau na 2013 wordt ingegeven door onzekerheden over werkelijk beschikbare voorraden, beschikbaarheid van kapitaal voor uitbreiding van capaciteit en geopolitieke verhoudin-

⁵ Voor een beschrijving van het POWERS-model, zie Rijkers et al. (2001).

gen. In recente studies van IEA (2006) en EIA (2006) wordt een vergelijkbaar beeld geschetst. De prijs van ruwe olie wordt niet direct gebruikt in de berekeningen van de onrendabele toppen, maar de prijsontwikkeling is leidend voor de ontwikkeling van gas- en elektriciteitsprijzen.

Olieprijsscenario's

De huidige prijs van olie ligt boven 60 dollar per vat⁶. Dit hoge niveau is het gevolg van een reeks prijsstijgingen sinds begin 2005. De oorzaak van de stijging ligt voornamelijk in beperkte raffinagecapaciteit door achterblijvende investeringen en toegenomen onzekerheid door de instabiele geopolitieke situatie in olierijke landen. Hoewel dit naar verwachting een tijdelijk effect is, leert de ervaring dat de terugkeer naar de langetermijntrend een aantal jaar kan duren.

In voorgaande jaren is gebruik gemaakt van CPB-scenario's (Bollen et al., 2004) die alle vier uitgaan van een lange termijn prijspad van tussen 21 en 24 \$₂₀₀₀ per vat. In dit rapport zijn de energieprijzen gebaseerd op de 'high price' variant van het GE-scenario (Wakker et al., 2006). Dit scenario uit de recente WLO-studie (Janssen et al., 2006) gaat uit van structureel hogere prijzen: de verwachting is dat het lange termijn prijspad op circa 40 \$₂₀₀₀ per vat ligt. Omdat alle scenario's uitgaan van 2000-prijzen wordt dit ook in het GEHP-scenario gehandhaafd. In huidige dollars komt de gebruikte lange termijn olieprijs neer op zo'n 45 tot 50 \$₂₀₀₆/vat.

Aardgas

De ontwikkeling van aardgasprijzen vertoont hetzelfde patroon als de olieprijsontwikkeling. Door de gespannen situatie op de wereldoliemarkt ligt ook de gasprijs momenteel hoog. In de eerste jaren is een piek te zien in de gasprijs oplopend tot 28 ct/m³, conform de huidige forward-noteringen voor de komende jaren. Na 2010 zakt de prijs terug naar de lange termijn stijgende trend met een bandbreedte tussen 13 en 22 ct/m³. In dit onderzoek wordt op de korte termijn van vijf jaar een gemiddelde gasprijs van 20 ct/m³ verondersteld, in lijn met de huidige forward-noteringen. Voor de langere termijn wordt een gasprijs van 18 ct/m³ verondersteld. De gasprijs wordt direct gebruikt in de onrendabele top-berekeningen voor de waardering van de warmte-opbrengst bij WKK en voor de vermeden inzet van gas bij het meestoken van biomassa in gas-centrales.

Kolen

Kolenprijzen zijn stabiel dan olie- en gasprijzen. De kolenprijs bleef in de afgelopen jaren binnen de bandbreedte uit de huidige projectie. Dit ondanks sterke toename in de vraag naar kolen, prijsstijging van alternatieve brandstoffen en de introductie van een markt voor CO₂-emissierechten. Forward-prijzen liggen weliswaar aan de bovenkant van de range, maar het is niet te zeggen of de ontwikkelingen op de energiemarkt zullen leiden tot een structureel hogere prijs voor kolen. In dit onderzoek wordt een kolenprijs van 2,05 €/GJ aangenomen, inclusief een opslag van 0,2 €/GJ voor binnenlands transport. Bij een SKE-omrekening van 29,3 GJ/ton komt dit uit op een prijs van 60 €/ton voor alle looptijden. Kolenprijzen worden gebruikt voor de waardering van vermeden inzet van kolen bij vergassing en meestook van biomassa in kolen-centrales.

⁶ Van begin 2006 t/m september 2006 liggen de olieprijsen hoger dan 58 US\$ per vat met een gemiddelde van 68 US\$ per vat.

4.2 Elektriciteit

De bandbreedte van elektriciteitsprijsprojecties is relatief groot, vooral vanwege onzekerheden op de olie- en gasmarkt. Op korte termijn geven de spot- en forward-noteringen aan dat de groothandelsprijzen ver boven 6 of zelfs 7 ct/kWh gangbaar zijn⁷. Conform het GEHP-scenario echter, is het de verwachting dat de prijzen na 2010 zullen terugvallen naar de lange termijn stijgende trend. De gemiddelde groothandelsprijzen van elektriciteit worden in dit rapport voor korte termijn op 5,9 ct/kWh aangenomen voor de eerste vijf jaar. Na 2013 keert de elektriciteitsprijs terug naar de lange termijn trend. De gemiddelde prijs voor looptijden vanaf tien jaar wordt op 5,6 ct/kWh aangenomen.

Bij het maken van de elektriciteitsprijsprojecties met het POWERS model zijn de CO₂ prijzen in de verschillende scenario's volledig meegenomen. In hoeverre deze bijdrage feitelijk door zal doorwerken in marktprijzen is afhankelijk van marktomstandigheden (Sijm, 2005).

Voor elektriciteit wordt een afslag van 0,5 ct/kWh opgenomen bij alle categorieën behalve mee- en bijstook. Deze afslag is het gevolg van risico's die worden ingeprijsd in de lange termijn stroomcontracten. Deze risico's komen voort uit de onzekerheid omtrent het te leveren volume en de volatiliteit van de korte termijn stroomprijzen, alsmede overige risico's zoals bijvoorbeeld wijzigend overheidsbeleid en regulering (zie Van Sambeek, 2004b). Voor stromingsafhankelijke duurzame opties zoals wind, zon en waterkracht wordt een extra afslag gerekend voor onbalanskosten. In de afgelopen jaren is de onbalansmarkt door veranderende regulering efficiënter geworden. De verschillen van onbalansprijzen en APX-spotmarktprijzen zijn hierdoor afgenomen. Op basis hiervan en gesprekken in de markt worden onbalanskosten geschat op 0,4 ct/kWh.

Elektriciteitsprijzen hebben een grote invloed op de hoogte van de onrendabele top. Terwijl in 2004 nog werd gerekend met een elektriciteitsprijs van 3,7 ct/kWh (Van Sambeek, 2004a), wordt nu uitgegaan van een lange termijn prijs van 5,6 ct/kWh. Deze overgang heeft een groot effect op de hoogte van de onrendabele top, vooral voor de opties waarbij er geen kostenstijging door stijgende brandstofprijzen tegenover staat.

4.3 CO₂

De prijs van CO₂-emissierechten ('CO₂-prijzen') wordt bepaald door schaarste die optreedt door de verhouding tussen daadwerkelijke emissies en de nationaal vastgestelde emissieplafonds. De emissieplafonds voor de periode 2008-2012 liggen nog niet vast en het is nog onduidelijk of er een stringent post-Kyoto regime komt.

In de scenario's zoals die zijn gebruikt in de achtergrondstudie naar elektriciteitsprijzen (Waker et al., 2006) is verondersteld dat de prijs van CO₂ oploopt tot gemiddeld 15 €/ton voor de periode tot 2020. Na 2020 neemt de onzekerheid sterk toe omdat in sommige scenario's een volledige afschaffing van de emissiehandel wordt verondersteld (GE, GEHP en TM) en in andere een gematigde (RC) tot sterk toenemende prijs (SE). In dit rapport wordt uitgegaan van een gemiddelde prijs van 15 €/ton tot 2020, oplopend tot 19 €/ton voor het 20-jaars gemiddelde vanaf 2008.

In het kolenconvenant (EZ, 2002) is vastgelegd dat voor een deel van het meestookvermogen van biomassa geen CO₂-credits gealloceerd zijn. Hierdoor heeft de prijsontwikkeling van CO₂-credits geen invloed op de onrendabele top, voor zover de meestook binnen het niet-gealloceerde deel valt. Wanneer producenten meer meestoken dan in het kolenconvenant is opgenomen, worden CO₂-credits opgebouwd die een waarde vertegenwoordigen. Voor gascentrales geldt dat alle productie gealloceerd is.

⁷ Baseload forwards 2007 liggen in juli 2006 tussen de 70 en 74 €/MWh en in september 2006 rond 60 €/MWh.

Omdat het nog niet duidelijk is hoe de allocatie van CO₂-credits voor bestaande productie wordt meegenomen in de periode 2008-2012, wordt bij de berekening van de onrendabele top voor meestookopties geen rekening gehouden met eventueel positieve baten als gevolg van vermeden CO₂-emissie.

4.4 Biomassaprijzen

De markt voor biomassa is ondoorzichtig, gefragmenteerd en volop in ontwikkeling in zowel Nederland als daarbuiten. Lange termijn OTC-contracten worden niet verhandeld en korte termijn prijzen zijn sterk volatiel. Voor de inschatting van de lange termijn grondstofprijzen voor installaties op bio-energie is uitgegaan van een analyse van de huidige prijsniveaus, aangevuld met verwachtingen omtrent marktontwikkelingen. Tabel 4.2 geeft een overzicht van de gebruikte biomassaprijzen.

Tabel 4.2 *Prijsprojecties biomassa*

| | Prijzrange [€/ton] | Referentieprij [€/ton] | Energie-inhoud [GJ/ton] |
|--------------------------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|
| Palmolie (centrales) | 375-430 | 410 | 36,7 |
| Palmolie (zelfstandige installaties) | 440-495 | 455 | 36,7 |
| Knip- en snoeihout | 0-30 | 20 | 7 |
| Houtafval | 14-50 | 21 | 14 |
| Houtpellets (korte termijn) | 100-130 | 125 | 17,5 |
| Houtpellets (lange termijn) | 100-130 | 115 | 17,5 |
| Agroresidu | 40-100 | 50 | 14 |
| Dierlijke mest ⁸ | (-20)-(-5) | (-10) | 1 |
| Co-substraat (Maïs, Kuilgras) | 5-30 | 20 | 10 |

4.4.1 Palmolie

De prijzen van plantaardige en dierlijke vetten en oliën zijn in het afgelopen jaar sterk gestegen. De reden hiervoor is de groeiende vraag naar plantaardige olie in het algemeen en voor energieopwekking in het bijzonder bij achterblijvende productiecapaciteit. Palmolie is nog steeds de goedkoopste en meest voor de hand liggende plantaardige olie voor energietoepassingen. Tot ruim een jaar geleden lag de prijs van palm stearine, de goedkoopst bruikbare fractie, 15% onder de prijs van ruwe palmolie. In het afgelopen jaar echter, is het prijsverschil tussen palm stearine en ruwe palmolie tot vrijwel nihil gereduceerd. Het is de verwachting dat dit de komende jaren zo blijft omdat palm stearine in toenemende mate gebruikt zal gaan worden voor energietoepassingen, o.a. als grondstof voor bio-transportbrandstoffen.

De palmolieprijs is gebaseerd op palm stearine en is 410 €/ton voor toepassing in centrales en 455 €/ton voor toepassing in zelfstandige installaties. De prijzen zijn als volgt opgebouwd. De zogenaamde CIF Rotterdam prijs⁹ van palmolie is gestegen van 343-383 €/ton vorig jaar naar 375-430 €/ton met een referentieprij van 410 €/ton. Op palmolie, en meer in het algemeen op plantaardige olie, kan een importheffing van toepassing zijn. De hoogte van de heffing en de heffingsgrond kan van jaar tot jaar verschillen. De hierop betrekking hebbende regelgeving is complex. Voor bewerkte palmolie en daarvan afgeleide producten geldt bij import een heffing van 10,9% wanneer deze worden ingezet voor de opwekking van elektriciteit of WKK. Wan-

⁸ Mestprijzen zijn negatief: er moet betaald worden voor de afvoer van dierlijk mest.

⁹ CIF Rotterdam: prijs waarvoor palmolie afgeleverd kan worden in de haven van Rotterdam, inclusief transport en verzekering, laden in haven van herkomst en lossen.

neer ruwe palmolie wordt gebruikt als brandstof of als ruwe palmolie wordt geïmporteerd en vervolgens geschikt wordt gemaakt als brandstof dan is de importheffing 0%.

Voor toepassing van palmolie in dieselmotoren is raffinage nodig van 20-30 €/ton, met als referentiewaarde 25 €/ton. Verondersteld wordt dat deze raffinage in Nederland plaatsvindt, waardoor de importheffing dan 0% is. Deze raffinage voor energietoepassing is minder kostbaar dan wanneer de olie tot voedselkwaliteit wordt bewerkt. Bij inzet in kolen- en gascentrales is raffinage niet nodig. Voor centrales moeten wel aanpassingen worden gedaan aan de aanvoer, opslag en transport. Deze kosten zijn verwerkt in de investeringsbedragen. Voor zelfstandige installaties gelden op- en overslagkosten en kosten voor transport van tussen 8 en 25 €/ton met een referentie van 20 €/ton. Het afsluiten van lange termijncontracten voor palmolie is alleen onderhands mogelijk en in de markt gelden prijs toeslagen tot 20 €/ton voor tweejaars contracten. Het afdekken van het risico van schommelingen in brandstofprijzen wordt niet meegenomen in de berekening van de onrendabele top. Dit valt namelijk onder ondernemersrisico en is afgedekt door een rendement van 15% op eigen vermogen, het uitgangspunt zoals toegelicht in Hoofdstuk 6.

Duurzaamheideisen

Er wordt in Nederland gewerkt aan de implementatie van duurzaamheidscriteria voor bio-energie (Commissie Cramer: EZ, 2006). Het is echter niet de verwachting dat dit praktische beperkingen oplegt aan projecten die voor 2009 starten, temeer daar aan duurzaamheidscriteria nu reeds grotendeels wordt voldaan. Daarom wordt geen prijsopslag gerekend voor duurzaamheideisen.

Concurrentie met biobrandstoffen

Palmolie kan op dit moment niet worden gebruikt als grondstof voor biobrandstof voor transport vanwege de biodiesel (FAME) standaard¹⁰. Dit kan mogelijk de komende jaren veranderen omdat de richtlijn onder druk staat. Nu wordt in Europa vooral koolzaad gebruikt voor biodiesel, maar op termijn kan dus ook concurrentie komen met tropische oliën zoals palmolie. Een recente studie (MVO, 2006) geeft als indicatie de volgende twee scenario's. Wanneer tweede generatie biobrandstoffen lang op zich laten wachten zal op korte termijn de vraag naar tropische olie toenemen (in lijn met post 2010 doelstellingen). Als de tweede generatie biobrandstoffen wel snel komt, zal geen substantiële concurrentie vanuit biobrandstoffen te verwachten zijn.

4.4.2 Knip- en snoeihout

Het in Nederland gebruikte knip- en snoeihout dat als brandstof wordt gebruikt, heeft als alternatieve aanwending composteren. De prijs van dit hout varieert tussen 0 en 30 €/ton, afhankelijk van de kwaliteit en transportafstand. Zogenaamde 'compostoverloop' is de houtachtige fractie die vrij komt bij composteren. Compostoverloop is met 0 €/ton het goedkoopst, maar omdat het mogelijk zand bevat kan het maar een beperkt deel van de brandstof uitmaken. Droge houtchips zijn met 30 €/ton het duurst. Knip- en snoeihout wordt vrijwel alleen in kleinschalige verbranding gebruikt en voor deze installaties geldt als referentiebrandstof een houtmix met een prijs van 20 €/ton bij een energie-inhoud van 7 GJ/ton.

4.4.3 Afvalhout

Afvalhout kost circa 21 €/ton bij een energie-inhoud van 14 GJ/ton. Installaties op afvalhout hebben wel een hogere investering dan installaties op schoon hout (zoals knip- en snoeihout of pellets) vanwege de noodzaak rookgassen meer vergaand te reinigen.

¹⁰ Europese Biodiesel Standaard (DIN EN 14214).

4.4.4 Houtpellets

In de winter van 2006 is op de Europese markt voor houtpellets een grote schaarste ontstaan. Als gevolg hiervan liggen de prijzen 10 tot 20% hoger dan in voorgaande jaren en is het aanbod beperkt. Een mogelijke reden is een verandering in pelletvraag door hoge energieprijzen. Huishoudens in de Verenigde Staten stappen over van olie naar houtpellets voor opwekking van warmte, waardoor het aanbod uit Canada naar Europa afneemt. Beperkt aanbod bij gelijkblijvende vraag zet de prijs op korte termijn onder druk. Er is in Europa en internationaal naar verwachting voldoende aanbod en binnen een paar jaar zal verwerkingscapaciteit weer in overeenstemming komen met de vraag.

Europese prijzen voor houtpellets hebben doorgaans betrekking op pellets van de hoogste kwaliteit voor kleinschalige toepassingen. Voor grootschalige verbrandingstoepassingen mogen pellets echter ook schors bevatten. Prijzen voor dergelijke toepassingen liggen op ongeveer 60% van de kleinverbruikerprijzen, zo heeft de ervaring in voorgaande jaren geleerd.

De korte termijn krapte op de markt zorgt voor een prijsopslag van 20% naar 7,20 €/GJ, wat overeen komt met 125 €/ton tot 2010. Lange termijn substitutie-effecten met andere duurere energiebronnen zorgt voor een structureel hogere pelletprijs dan in het rapport van 2005 is aangenomen: de nieuwe prijs verschuift naar 6,60 €/GJ ofwel 115 €/ton.

4.4.5 Agroresidu

Op de wereldmarkt zijn veel verschillende residuen beschikbaar. Voorbeelden van agroresiduen voor gebruik in verbrandingsinstallaties zijn palmpitschilfers, cacaopasta, cacaodoppen, olijfcake, stro, kokosschillen en pindadoppen. Aanbod en prijs zijn zeer gevoelig voor schommelingen in de voedselmarkt en sterk afhankelijk van oogsten.

Agroresiduen hebben als alternatieve aanwending gebruik voor (lokale) voedselproductie, veevoer en kunstmest. De toepassingsmogelijkheden voor elektriciteitsopwekking zijn sterk afhankelijk van de acceptatiecriteria van verbrandingsinstallaties. Ondanks dat de prijsrange groot is, kan een prijs van 50 €/ton bij een stookwaarde van 14 GJ/ton als referentie dienen, wat neer komt op 3,6 €/GJ.

4.4.6 Vergistinggrondstoffen

De Nederlandse mestmarkt is bijzonder grillig en ontwikkelingen worden grotendeels bepaald door beleid dat in de komende jaren in lijn moet worden gebracht met de Europese regelgeving. De Nederlandse mestmarkt is oververzadigd, wat geleid heeft tot snel stijgende afvoerkosten van mest: het varieert per regio loopt op tot tussen 15 en 25 €/ton. Voor dierlijke mest wordt voor de langere termijn een referentieprijs van 10 €/ton aangenomen (negatief, het gaat om afvoerkosten, inclusief transport). De prijs van mest heeft niet alleen invloed op de invoerkant van de vergister. Het digestaat dat moet worden afgevoerd na vergisting wordt ook als dierlijke mest beschouwd.

De prijzen van de co-substraten maïs en kuilgras worden sterk beïnvloed door het Europese landbouwbeleid. Verlaging van de maïspremie bijvoorbeeld, kan snel leiden tot een verhoging van de maïsprijs. In de markt zijn prijzen voor co-substraten gangbaar tussen 5 en 30 €/ton, waarbij 20 €/ton als referentie wordt aangenomen, de prijs van energiemais.

5. Technisch-economische berekeningsaannames

Voor het berekenen van de onrendabele top wordt een geparametriseerd cashflow model gebruikt. Een deel van de parameters in het model heeft betrekking op de technisch-economische eigenschappen van een duurzaam energieproject. Hierbij is te denken aan de investeringskosten, de operationele kosten of het aantal vollasturen. Voor een beschrijving van het model, zie De Noord en Van Sambeek (2003).

De onrendabele top is gebaseerd op een fictief referentieproject per categorie. Dit hoofdstuk presenteert voor een aantal categorieën de huidige status van projecten in Nederland en een korte toelichting op de referentiewaarde per technisch-economische parameter. In een enkel geval wordt een toelichting gegeven op de financieel-economische parameters. Het volgende hoofdstuk geeft een overzicht van de gebruikte financieel-economische aannames.

5.1 Windenergie

5.1.1 Wind onshore

In 2006 staan in Nederland zo'n 1800 turbines opgesteld, met een totaal vermogen van 1450 MW_e. De BLOW-doelstelling van 1500 MW_e in 2010 wordt dan ook op nationaal niveau ruim van tevoren gehaald.

Op 1 juli 2006 zijn de MEP-tarieven gewijzigd van 7,7 ct/kWh voor de eerste 18.000 vollasturen naar 6,5 ct/kWh voor de eerste 20.000 vollasturen. Daarnaast bestaat in de markt de verwachting dat de tarieven voor de periode na 2007 sterk omlaag zullen gaan door gestegen elektriciteitsprijzen. Ten slotte is er onzekerheid over de beschikbare subsidieruimte vanaf 2007. Als gevolg hiervan hebben veel ontwikkelaars haast gemaakt om nog voor 1 juli 2006 een aanvraag in te kunnen dienen. In juni 2006 is voor een grote hoeveelheid windprojecten subsidie aangevraagd en is het de verwachting dat er tot 2008 zo'n 600 MW_e aan turbines bij geplaatst zal worden. Hierdoor groeit het opgestelde windvermogen in Nederland waarschijnlijk tot 2000 MW_e, in de loop van 2008¹¹.

Technisch-economische parameters

Op basis van leereffecten is de verwachting dat investeringskosten in de loop van de tijd zullen dalen. In de afgelopen jaren hebben leereffecten wel degelijk invloed gehad op de productiekosten van turbines, maar dit komt vooralsnog niet naar voren in de verkoopprijs. Enerzijds is dit te wijten aan de ontwikkeling van nieuwe concepten met grotere turbines en hogere masten, en anderzijds is het een gevolg van marktwerking. Er is een sterke stijging in de vraag naar grote turbines zichtbaar. In de eerste helft van 2006 is de gemiddelde geïnstalleerde turbine groter dan 2 MW_e bij een van hoogte van 80 meter. Ook de vraag naar 3 MW_e turbines neemt sterk toe.

Op de internationale markt (met name in China en de Verenigde Staten) is de vraag naar windturbines is door hoge energieprijzen sterk gestegen. Als gevolg daarvan is de levertijd van windturbines sterk toegenomen - tot meer dan een jaar - en blijven prijsdalingen uit. Daarnaast is er (tijdelijk) sprake van een hogere prijs voor koper en staal. De investeringskosten liggen tussen 1050 en 1250 €/kW_e, met een referentiewaarde van 1200 €/kW_e.

Het onderhoudsrisico voor ondernemers is sinds enige tijd beter af te dekken door nieuwe all-in lange termijn garantie-, onderhouds- en verzekeringscontracten. De totale onderhouds- en be-

¹¹ Zie bijlage bij de brief van de Minister van Economische Zaken aan de Tweede Kamer, d.d. 06 september 2006.

drijfskosten zijn met 30 tot 50 €/kW_e echter niet gewijzigd en de referentiecasse blijft op 39 €/kW_e.

Tabel 5.1 *Technisch-economische parameters wind onshore*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------|----------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 1100 | 1200 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 2000 | 2000 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | 39 | 39 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh] | 3,7 | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh] | 0,5 | 0,5 |
| Onbalanskosten | [ct/kWh] | 0,6 | 0,4 |

Financieel-economische parameters

In Nederland is onder de huidige MEP-regeling financiering mogelijk tot 100% vreemd vermogen op windrijke locaties. Verlenging van de subsidieduur vereist een langere financiering en door toegenomen onzekerheid over inkomsten en kosten, wordt mogelijk een groter deel eigen vermogen gevraagd. Als gemiddelde wordt in deze studie vastgehouden aan financiering op basis van 80% vreemd vermogen.

5.1.2 Wind offshore

In Nederland komen de eerste offshore windparken van de grond. Het windpark OWEZ/NSW (108 MW_e) is in aanbouw en wordt naar verwachting nog in 2006 in bedrijf genomen. Het geplande Q7-WP (120 MW_e) wordt naar verwachting in 2008 in bedrijf genomen.

Er is veel animo voor ontwikkeling van windparken op zee. Negen initiatiefnemers hebben samen meer dan 80 initiatieven ingediend. Sinds mei 2005 zijn de subsidiarieven voor nieuwe aanvragen tot nader order op 0,0 ct/kWh gezet (Kamerstukken II 2004-2005, 28665:56) en daarmee is de ontwikkeling (tijdelijk) tot stilstand gekomen. Of in 2007 budget beschikbaar komt voor nieuwe wind op zeeprojecten, wordt overgelaten aan een nieuw kabinet.

Technisch economische parameters

De spreiding in investeringskosten voor wind op zee is groot, met bedragen van 1650-2250 €/kW_e. De investeringskosten houden verband met projectspecifieke aspecten zoals weer- en golfomstandigheden, waterdiepte en afstand tot de kust. Nieuwe windparken in Nederland moeten verder uit de kust worden gebouwd dan OWEZ/NSW, wat effect heeft op de investeringskosten. Ondanks het feit dat snel ervaring wordt opgebouwd die zich vertaalt in betere inzicht in de risico's en lagere kosten, heerst er nog grote onzekerheid in de offshore windsector. Buitenlandse projecten hebben een langere aanlooptijd dan voorzien en kosten lopen op door sterk stijgende grondstofkosten (staalprijzen). Er is in de markt nog geen duidelijkheid over de kosten van wind offshore. Voor nieuwe projecten in Nederland wordt een investeringsniveau van 2200 €/kW_e gehanteerd. Op het ogenblik zijn er ook claims dat de prijzen veel hoger liggen (zelfs tot 3000 €/kW_e). Gezien deze onzekerheid is het is aan te bevelen om tegen de tijd dat er een tender wordt uitgeschreven voor een volgend park, te zorgen voor een actuele inschatting van de investerings- en operationele kostenparameters.

Operationele- en onderhoudskosten komen op 4 tot 4,5% van de investeringskosten (Kooijman en Van Sambeek, 2003), ofwel tussen 70 en 85 €/kW_e. Geadviseerd wordt om voor O&M-kosten uit te gaan van 80 €/kW_e.

Het aantal vollasturen voor een offshore windproject voor de Nederlandse kust hangt niet alleen af van het windregime, maar is ook te beïnvloeden door de bedrijfsmatige keuze voor rotordiameter en ashoogte. Daarnaast hangt het sterk af van de technische beschikbaarheid van het

windpark. Voor onrendabele top berekening wordt 3650 vollasturen gehanteerd, wat als representatief kan worden gezien voor de locaties verder op zee, buiten de 12-mijls zone.

Tabel 5.2 *Technisch-economische parameters wind offshore*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------|----------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 2000 | 2200 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 3350 | 3650 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | 80 | 80 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh] | 3,7 | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh] | 0,5 | 0,5 |
| Onbalanskosten | [ct/kWh] | 0,6 | 0,4 |

Financieel economische parameters

Slechts enkele van de Europese offshore projecten worden door banken gefinancierd. De meeste projecten zijn ontwikkeld door consortia waarin fabrikanten een grote rol spelen. Deze constructies hebben als nadeel dat er veel risico gelopen wordt en stagnatie kan plaatsvinden vanwege beperkt beschikbaar kapitaal: de meeste fabrikanten kunnen niet meer dan een park tegelijk op de balans financieren. De verwachting is dat fabrikanten in de nabije toekomst geen rol meer zullen spelen in de financiering van offshore wind.

Offshore wind projecten zijn voor investeerders risicovol. Door de omvang van de parken (met enkele honderden miljoenen) zijn de projecten te groot voor reguliere projectfinanciering. De markt heeft nog geen goede inschatting kunnen maken van de optimale financieringsvorm. Waarschijnlijk zal de komende jaren blijken op welke manier de verwachte groei gefinancierd kan worden.

Op basis van het hoge risico van offshore windprojecten en onduidelijkheid over geschikte financieringsmethoden, is de referentiewaarde voor de equity share aangepast naar 50%.

5.2 Biomassa: grootschalige inzet in centrales

In Nederland wordt een groot deel van de duurzame elektriciteit opgewekt door het bij- en meestoken van zuivere biomassa in gas- en kolencentrales. Voor 2005 was dit naar schatting 50% van de totale duurzame elektriciteitsproductie. Door de snelle stijging van de duurzame elektriciteitsproductie in deze categorieën begin 2005 en het daarmee gemoeide budgetbeslag is het tarief voor nieuwe projecten sinds 10 mei 2005 door het Ministerie van Economische Zaken op 0,0 ct/kWh gezet.

Bij de invoering van de MEP-regeling in 2003 is overeengekomen dat voor bestaande projecten een tariefherijking zou komen vanaf 1 juli 2006. Vooruitlopend op deze herijking is in september 2005 het advies inzake bij- en meestook projecten (De Vries et al., 2005b) uitgebracht. De tarieven voor bestaande projecten zijn per 1 juli 2006 substantieel omlaag gegaan naar 2,5 ct/kWh voor meestook van biomassa, uitgezonderd schoon hout. Voor het meestoken van schoon hout (pellets) geldt met ingang van 1 juli 2006 een tarief van 6,1 ct/kW_e en voor bijstoken op basis van vergassing geldt een tarief van 5,1 ct/kWh.

Naar aanleiding van snelle en omvangrijke ontwikkelingen op het gebied van de inzet van bio-olie in centrales is in de tweede helft van 2005 door ECN en KEMA een onderzoek uitgevoerd naar bij- en meestook in centrales. Dit onderzoek (De Vries et al., 2005b), dat in oktober 2005 ter consultatie aan de markt is voorgelegd, wordt als uitgangspunt genomen voor een inschatting van de technisch-economische parameters. De brandstofprijzen voor biomassa, gas en kolen zijn gewijzigd en hebben invloed op de onrendabele toppen. Wijzigingen in de elektriciteitsprijzen

zijn voor deze categorieën niet relevant omdat de onrendabele top wordt bepaald op basis van vermeden brandstofinzet.

Voor de meeste centrales is de milieuvergunning de beperkende factor voor de hoeveelheid biomassa die kan worden meegestookt. In de eerste helft van 2006 was het MEP-tarief voor bestaande projecten gunstig ten opzichte van de verhouding tussen fossiele en biomassa brandstofprijzen. Het is de verwachting dat door de nieuwe tarieven in de tweede helft van 2006 een sterke afname te zien is. Deze afname kan gezien de krapte op de markt voor biomassa tot zeker medio 2007 aanhouden en mag niet te worden opgevat als signaal dat bij de huidige tariefstelling meestook op termijn onmogelijk is.

De technisch-economische parameters voor bij- en meestook zijn recentelijk ge-update en worden daarom grotendeels overgenomen uit de studie van 2005 (De Vries et al., 2005b).

Innovaties en trends

Er is in de markt interesse voor torrefactie. Torrefactie is het bewerken van veelal vervuilde biomassastromen om tot een product te komen dat weliswaar duurder is, maar een hogere energetische waarde heeft en in een hoger percentage is mee te stoken. Dit kan op kleine schaal, maar zeker ook op grotere schaal in kolencentrales. Invoering bij centrales voor 2009 wordt niet verwacht.

5.2.1 Meestook palmolie in gascentrales

Bij de bepaling van de onrendabele top voor het meestoken van palmolie in gasgestookte centrales worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005b) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.3.

Tabel 5.3 *Technisch-economische parameters palmolie in een centrale*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|-------------------------------------|------------------------|-----------|-------|
| Investeringskosten | [€/kW _{th}] | 5 | 5 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 1800 | 1800 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 0,05 | 0,05 |
| Overige operationele kosten | [ct/kWh _e] | 0,2 | 0,2 |
| Energie-inhoud secundaire brandstof | [GJ/ton] | 36,7 | 36,7 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 345 | 410 |
| Elektrisch rendement | [%] | 36,7 | 36,7 |
| Energie-inhoud primaire brandstof | [MJ/m ³] | 31,65 | 31,65 |
| Vermeden brandstofkosten | [ct/m ³] | 18 | 20 |
| Effectiviteit brandstofsubstitutie | [%] | 90,4 | 90,4 |

5.2.2 Meestook houtpellets in een kolencentrale

Bij de bepaling van de onrendabele top voor het meestoken van houtpellets in kolengestookte centrales worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005b) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.4.

Tabel 5.4 *Technisch-economische parameters meestook houtpellets in een kolencentrale*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|-------------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _{th}] | 220 | 220 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 7250 | 7250 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 0,20 | 0,20 |
| Overige operationele kosten | [ct/kWh _e] | 0,80 | 0,80 |
| Energie-inhoud secundaire brandstof | [GJ/ton] | 17,5 | 17,5 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 102 | 115 |
| Elektrisch rendement | [%] | 37,5 | 37,5 |
| Energie-inhoud primaire brandstof | [GJ/ton] | 29,3 | 29,3 |
| Vermeden brandstofkosten | [€/ton] | 53,5 | 60 |
| Effectiviteit brandstofsubstitutie | [%] | 93,3 | 93,3 |

5.2.3 Meestook agroresidue in kolencentrales

Bij de bepaling van de onrendabele top voor het meestoken van agro residue in kolengestookte centrales worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005b) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.5.

Tabel 5.5 *Technisch-economische parameters meestook agroresidu in kolencentrales*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|-------------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _{th}] | 220 | 220 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 7250 | 7250 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 0,4 | 0,4 |
| Overige operationele kosten | [ct/kWh _e] | 0,8 | 0,8 |
| Energie-inhoud secundaire brandstof | [GJ/ton] | 12 | 14 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 42 | 50 |
| Elektrisch rendement | [%] | 37,5 | 37,5 |
| Energie-inhoud primaire brandstof | [GJ/ton] | 29,3 | 29,3 |
| Vermeden brandstofkosten | [€/ton] | 53,5 | 60 |
| Effectiviteit brandstofsubstitutie | [%] | 93,3 | 93,3 |

5.2.4 Bijstook biomassa door vergassing

Bij de bepaling van de onrendabele top voor het vergassen van biomassa in centrales worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van september 2005 (De Vries et al., 2005b) met als uitzondering de (vermeden) brandstofkosten, zie Tabel 5.6. De brandstofkosten zijn voor 2008 verlaagd ten opzichte van 2006-2007 omdat door de opgedane ervaring nu biomassa kan worden bijgestookt die kwalitatief laagwaardiger is dan voorheen. Verondersteld is een 50/50 mix van afvalhout en agroresidu of daarmee vergelijkbare zuivere biomassa. De prijs van vergassingsbrandstof ligt tussen 21 en 50 €/ton, met een referentiewaarde van 35 €/ton bij een stookwaarde van 14 GJ/ton.

Tabel 5.6 *Technisch-economische parameters bijstook biomassa (vergassing)*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|-------------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _{th}] | 310 | 310 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 6600 | 6600 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 0,7 | 0,7 |
| Overige operationele kosten | [ct/kWh _e] | 1,3 | 1,3 |
| Energie-inhoud secundaire brandstof | [GJ/ton] | 13 | 14 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 40 | 35 |
| Elektrisch rendement | [%] | 38 | 38 |
| Energie-inhoud primaire brandstof | [GJ/ton] | 29,3 | 29,3 |
| Vermeden brandstofkosten | [€/ton] | 53,5 | 60 |
| Effectiviteit brandstofsubstitutie | [%] | 92 | 92 |

5.3 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties

In de afgelopen jaren is de interesse voor kleinschalige projecten op basis van bio-energie sterk toegenomen. Er zijn drie techniek-brandstofcombinaties te onderscheiden die op grote schaal kunnen worden toegepast. Daarnaast bestaan ook mogelijkheden op basis van innovatieve technieken of beperkte (rest)stromen. Deze laatste mogelijkheden kunnen (nog) niet worden gebruikt voor het bepalen van de onrendabele top omdat ze niet als representatief worden aangemerkt.

Techniek-brandstof combinaties

Voor zelfstandige biomassa-installaties geldt een grote spreiding, zowel vanwege de volatiliteit van de brandstofinput als vanwege de verscheidenheid aan installaties dat binnen deze categorie valt. Er zijn globaal drie techniek-brandstofcombinaties te onderscheiden die anno 2008 op voldoende grote schaal kunnen worden gerealiseerd.

- Verbranding van bio-olie in dieselmotoren.
- Verbranding van zuivere biomassa waaronder afvalhout en knip- en snoeihout.
- Vergisting en covergisting met toepassing van biogas in gasmotoren.

Recente ontwikkelingen

Het afgelopen jaar is vooral veel aandacht geweest voor projecten op basis van (co)vergisting bij agrarische bedrijven. Deze ontwikkeling wordt gestimuleerd door het ministerie van LNV, onder andere als gevolg van het opstellen van een 'positieve lijst' van co-substraten. Voordat de MEP-tarieven op nul gezet zijn, was er sprake van enkele honderden vergistinginitiatieven voor de komende jaren, terwijl er in 2005 slechts enkele tientallen vergisters in Nederland waren opgesteld. Typische vergistinginstallaties op basis van het mestaanbod van één bedrijf zullen zelden groter zijn dan 750 kW_e.

Ook het gebruik van bio-olie is toegenomen. Ten eerste zijn er kleine installaties tot 5 MW_e, die vooral gedimensioneerd zijn op de warmtevraag van bijvoorbeeld een zwembad of een woonwijk. Daarnaast worden ook enige projecten ontwikkeld waarbij de elektriciteitsvraag van een lokaal netwerk¹² centraal staat en de optimale installatiegrootte wordt begrensd door de 50 MW_e grens van de MEP-categorie.

De ontwikkeling van bio-WKK-installaties in de glastuinbouw is beperkt. Het gebruik van WKK-installaties neemt door de hoge energieprijzen sterk toe, maar in tegenstelling tot eerdere geluiden zijn het vooral concepten op basis van een gasmotor en niet op basis van een dieselmotor met bio-olie.

¹² Bijvoorbeeld lokale netwerken van energie-intensieve industrieën.

Er zijn in Nederland twee initiatieven voor de verbranding van kippenmest in een zelfstandige installatie, waarvan één project de voorbereidingen rond heeft. Er zijn op korte termijn geen andere initiatieven te verwachten vanwege de onzekerheid over beschikbaarheid van kippenmest. Wat betreft brandstofinzet en economische dynamiek vallen deze projecten onder de verbranding van schone biomassa.

Innovaties en trends

Er wordt gesproken over grote biomassacentrales, tot een vermogen van 300 MW_e. Deze centrales moeten zeer flexibel zijn in de brandstofkeuze, vergen omvangrijke investeringen en een omvangrijke hoeveelheid biomassa. Hoewel technisch mogelijk zijn dergelijke projecten organisatorisch en logistiek complex.

In verband met mogelijk structureel hoge aardgasprijzen is het niet ondenkbeeldig dat decentrale kolencentrales meer in zwang zullen komen. Dergelijke installaties hebben een vermogen van 100 tot 200 MW_{th} en zijn in staat tot 60 MW_e te leveren. Het is relatief eenvoudig om met deze installaties biomassa mee te stoken.

5.3.1 Bio-olieverbranding <10 MW_e

Het gebruik van bio-olie voor het opwekken van elektriciteit gebeurt altijd in een WKK-installatie. De warmte kan worden ingezet voor kleinschalige industriële toepassingen maar ook voor ziekenhuizen, zwembaden of stadsverwarming. De optimale grootte van een zogenaamde bio-WKK wordt bepaald door de afzetmogelijkheden van de warmte, waardoor het elektrisch vermogen zelden boven de 5 MW_e uit komt.

Technisch-economische parameters

De investerings- en onderhoudskosten zijn gebaseerd op bedragen uit de studie van vorig jaar (De Vries et al., 2005c). Investeringskosten liggen tussen 1100 en 1500 €/kW_e en operationele kosten liggen tussen 150 en 250 €/kW_e. Het aantal vollasturen dat met een installatie kan worden gehaald is hoog, 7500-8200, waarbij in voorkomende gevallen de leverancier garantie geeft op minimale bedrijfstijd. Referentie is zoals vorig jaar 7500 voor basislast operatie.

Installaties onder 10 MW_e, die zijn gedimensioneerd op de warmtevraag en hebben een elektrisch rendement van maximaal 42%. Het thermisch rendement ligt tussen de 30 en 40%, met een referentiewaarde van 30%. Omdat er geen warmte nodig is voor het proces zelf, wordt er vanuit gegaan dat alle warmte kan worden afgezet.

Tabel 5.7 *Technisch-economische parameters bio-olie <10 MW_e*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | - | 1250 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | - | 7500 |
| Vaste O&M-kosten | [ct/kW _e] | - | 150 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | - | 36,7 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | - | 455 |
| Elektrisch rendement | [%] | - | 42 |
| Thermisch rendement | [%] | - | 30 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | - | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh _e] | - | 0,5 |
| Vermeden brandstofkosten (gas) | [ct/m ³] | - | 18 |

5.3.2 Bio-olieverbranding 10-50 MW_e

Naast kleine installaties met warmte-kracht koppeling (WKK), die vooral zijn gedimensioneerd op de warmtevraag, bestaan er ook initiatieven om op grote schaal warmte en elektriciteit op te wekken met bio-olie. Het gaat hierbij om projecten op basis van één of meer dieselmotoren met een nageschakelde stoomcyclus of ORC¹³. Als brandstof wordt deels geraffineerde palmolie gebruikt of palmstearine, maar ook bio-olie op basis van dierlijk vet is mogelijk. In vergelijking tot de inzet van palmolie in gasgestookte centrales gelden hier hogere eisen aan de brandstof, met name daar waar het de zuurgraad van de bio-olie betreft.

De meest rendabele projecten zijn onder te verdelen in pieklastinstallaties (stroom of warmte) van tussen de 10 en 30 MW_e en basislastinstallaties van net tegen de categoriegrens van 50 MW_e. Vanwege de hogere rentabiliteit wordt de basislastinstallatie als referentie gehandhaafd. De technisch-economische parameters van een 50 MW_e bio-WKK-installatie zijn recentelijk onderzocht en op basis van een marktconsultatie geverifieerd. De resultaten hiervan zijn te vinden in De Vries et al. (2005a en 2005c). Er is geen reden om aan te nemen dat zich substantiële wijzigingen in de investeringskosten hebben voorgedaan.

Twee veranderingen die wel van invloed zijn op de onrendabele top van projecten in deze categorie zijn enerzijds de toegenomen elektriciteitsprijs en anderzijds de toegenomen prijs van palmolie. Anders dan in de voorgaande OT berekening zijn geen opslagen meegenomen voor risico-afdekking en importheffing (zie Paragraaf 4.4.1 voor toelichting). Desondanks is de prijs van brandstof met ruim 10% gestegen tot 455 €/ton.

Tabel 5.8 *Technisch-economische parameters bio-olie 10-50 MW_e*

| | | 2006-2007 ¹⁴ | 2008 |
|---|------------------------|-------------------------|--------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 1100 | 1100 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 7500 | 7500 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | 100 | 100 |
| Overige operationele kosten ¹⁵ | [€/kWh _e] | 0,0034 | 0,0034 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | 36,7 | 36,7 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 400 | 455 |
| Elektrisch rendement | [%] | 48 | 48 |
| Thermisch rendement | [%] | 10 | 10 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | 3,7 | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh _e] | 0,5 | 0,5 |
| Vermeden brandstofkosten (gas) | [ct/m ³] | 18 | 18 |

5.3.3 Houtverbranding <10 MW_e

Binnen de groep kleinschalige projecten voor biomassaverbranding wordt houtverbranding als referentie gebruikt. Voor dit soort installaties is het aantrekkelijk om gebruik te maken van houtzaagsel en knip- en snoeihout uit de directe omgeving. Omdat deze biomassa relatief schoon is en niet als afval wordt aangemerkt, hoeft geen vergaande rookgasreiniging plaats te vinden.

Technisch-economische parameters

Kleinschalige houtverbrandingsinstallaties van circa 5 MW_e hebben hoge investeringskosten van tussen 3500 en 6000 €/kW_e, met 4000 €/kW_e als referentie. De bijbehorende O&M-kosten

¹³ Een Organic Rankine Cycle (ORC) werkt op vergelijkbare wijze als een stoomcyclus, maar dan op basis van lagere temperaturen. Het is voornamelijk een innovatief en duur concept dat niet algemeen gangbaar is.

¹⁴ Waarden zijn niet in 2004 maar in 2005 ge-update, zie De Vries et al., (2005a en 2005c).

¹⁵ NO_x emissierechten.

worden aangenomen op 400 €/kW_e. Vollasturen zullen tussen 7000 en 7500 liggen, met 7500 uur per jaar als referentie.

Kleine installaties kunnen een elektrisch rendement halen tussen 20 en 22% en een thermisch rendement van 35 tot 37%. Voor de referentiecasse wordt een elektrisch rendement van 22% aangehouden bij een thermisch rendement van 35%.

Tabel 5.9 *Technisch-economische parameters houtverbranding <10 MW_e*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 4000 | 4000 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 7500 | 7500 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | 400 | 400 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | 10 | 7 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 40 | 20 |
| Elektrisch rendement | [%] | 20 | 22 |
| Thermisch rendement | [%] | 35 | 35 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | 3,7 | 5,6 |
| Afslag termijncontracten | [ct/kWh _e] | 0,5 | 0,5 |
| Vermeden brandstofkosten (gas) | [ct/m ³] | 18 | 18 |

5.3.4 Houtverbranding 10-50 MW_e

Naast kleinschalige projecten op basis van houtverbranding is het ook mogelijk op grotere schaal te opereren. Het is te verwachten dat deze installaties op houtafval zullen draaien, omdat transportkosten schonere houtstromen zoals knip- en snoeihout al snel te duur maken. De investeringskosten en operationele kosten zijn vanwege schaalgrootte afwijkend van de kleinschalige verbrandingsprojecten.

Technisch-economische parameters

Houtverbrandingsinstallaties van circa 30 MW_e hebben investeringskosten van circa 3100 €/kW_e en bijbehorende O&M-kosten worden aangenomen op 250 €/kW_e. Vollasturen zullen tussen 7000 en 7500 liggen, met 7500 uur per jaar als referentie. Ten opzichte van het advies van 2006-2007 is de referentiecasse gewijzigd: in plaats van knip-en snoeihout en zaagsel wordt nu aangenomen dat houtafval wordt ingezet. De investeringskosten stijgen doordat bij de aangepaste brandstofkeuze een uitgebreidere rookgasreiniging noodzakelijk is.

Bij grote installaties is een elektrisch rendement te halen van circa 30%. Omdat het hier gaat om grote installaties wordt het thermisch rendement op 0% gezet, omdat het moeilijk is om de vrijgekomen warmte nuttig in te zetten.

Tabel 5.10 *Technisch-economische parameters houtverbranding 10-50 MW_e*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 2900 | 3100 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 7500 | 7500 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | 250 | 250 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | 10 | 14 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 40 | 21 |
| Elektrisch rendement | [%] | 30 | 30 |
| Thermisch rendement | [%] | 0 | 0 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | 3,7 | 5,6 |
| Afslag termijncontracten | [ct/kWh _e] | 0,5 | 0,5 |
| Vermeden brandstofkosten (gas) | [ct/m ³] | 18 | 18 |

5.3.5 Vergisting <10 MW_e

Het aantal projecten en initiatieven rond covergisting van mest is in het afgelopen jaar sterk toegenomen. Er zijn als functie van schaalgrootte globaal drie categorieën te onderscheiden voor vergisters.

- *Boerderijschaal klein*: covergisting van mest, met een installatie tot circa 200 kW_e elektrisch vermogen. De grondstoffen, zowel mest als co-substraat worden betrokken van het eigen bedrijf. De schaalgrootte is daardoor beperkt en installaties zijn niet MER-plichtig. Realisatie is relatief eenvoudig binnen het bestaande bouwblok van het bedrijf. De installatie wordt bedreven in eigen beheer.
- *Boerderijschaal groot*: covergisting van mest, met een installatie van circa 300 tot 750 kW_e. De grondstoffen worden aangetrokken van eigen bedrijf en vaak ook daarbuiten. Het aandeel co-substraat kan oplopen tot 50% en bij de optimalisatie van installatie wordt rekening gehouden met biogasproductie en mestverwerking. De maximale capaciteit is doorgaans circa 750 kW_e, maar kan oplopen tot de MER-grens van 30 000 ton per jaar. Inpassing binnen het bestaande bouwblok is vaak niet zonder meer mogelijk en ontheffing moet worden aangevraagd.
- *Grote vergistingssystemen*: Vergisting van biogene grondstoffen, mogelijk in combinatie met mest. Deze systemen zijn groot van schaal, vanaf 1,5 MW_e, oplopend tot 5 MW_e met een capaciteit tot circa 200 000 ton per jaar. De kostenstructuur is wezenlijk anders dan bij kleinere installaties. Door schaalgrootte is het ook rendabel om het digestaat zodanig verweken, dat hiervoor geen afvoerkosten hoeven worden betaald. Daarnaast kan met co-substraten worden gewerkt die voorbehandeling vereisen. De grote vergisters hebben veelal een sterk innovatief karakter door de unieke combinatie van grondstof en techniek.

Technisch-economische parameters

Een professioneel beheerde vergistinginstallatie kan zo'n 7000 tot 7500 vollasturen per jaar draaien, met de kanttekening dat wanneer een installatie biologisch uit balans raakt, het herstel een aanzienlijke tijd kan duren. Voor vergisting dient een installatie van zo'n 600 kW_e als referentie. De investeringskosten hangen sterk af van de schaalgrootte van de installatie en liggen tussen de 2000 en 2750, met 2300 €/kW_e als referentie. De vaste onderhoudskosten liggen tussen 125 en 250 €/kW_e, met 225 €/kW_e als referentie. Voor kleine installaties liggen de kosten hoger.

Er is een grote variatie in grondstoffen voor vergisters op boerderijschaal, waarbij het aandeel mest groot, maar ook zeer gering kan zijn. Vooral in Duitsland bestaan vergisters die vrijwel alleen op maïs draaien. Voor de Nederlandse situatie is het aannemelijk dat installaties voor meer dan de helft dierlijke mest gebruiken, aangevuld met co-substraat zoals kuilmaïs en kuilgras.

Het eindproduct van een vergister, het digestaat, heeft een betere kwaliteit en een groot aantal voordelen ten opzichte van verse mest. Op termijn kan het zelfs de mogelijkheid bieden het gebruik van kunstmest terug te dringen. Momenteel wordt dit niet onderkend door de markt en de voordelen van digestaat ten opzichte van verse mest laten zich dan ook niet in geld uitdrukken. We nemen aan dat het digestaat ongeveer 80% van de massa van de invoergrondstoffen heeft en moet worden afgevoerd als dierlijke mest.

Ten opzichte van de situatie zonder vergister, spaart een agrarisch ondernemer afvoerkosten uit van de mest die de vergister ingaat. Dit wordt voor de onrendabele top in mindering gebracht: er moet worden gekeken naar de netto afvoerkosten en niet naar de totale afvoerkosten. Bij een verhouding van 50/50 voor mest en co-substraat leidt dit per saldo tot 0,3 ton mestafvoer per ton invoergrondstof. Met een mestprijs van 10 €/ton negatief en co-substraatprijs van 20 €/ton positief, zijn de netto brandstofkosten 13 €/ton. Bij een verhouding 50/50 is de energie waarde het gemiddelde van mest (1 GJ/ton) en maïs (10GJ/ton), wat neerkomt op 5,5 GJ/ton.

Merk op dat grote, industriële vergistinginstallaties gebruik maken van organische reststromen als co-substraat. Deze reststromen zijn veel goedkoper dan kuilmaïs of kuilgras.

De omzetting van mest en co-substraat naar elektriciteit en warmte gaat in twee stappen. Eerst wordt biogas gevormd met een energetisch rendement van 40%, wat vervolgens met een gasmotor wordt omgezet in elektriciteit en warmte. Een gasmotor heeft een rendement van 38%, wat leidt tot een netto elektrisch rendement van 15%. Het thermisch rendement komt hiermee op 25%. Omdat een deel van de warmte voor het instandhouden van het proces nodig is, gaan we er vanuit dat de helft de geleverde warmte elders kan worden gebruikt. Het is voor projecten op boerderijschaal niet altijd mogelijk om alle warmte af te zetten in de omgeving van de vergistinginstallatie. Bij de berekening wordt de vermeden warmtevraag daarom vertaald in een thermisch rendement van 10%.

Tabel 5.11 *Technisch-economische parameters (co)vergisting <10 MW_e*

| | | 2006-2007 | 2008 |
|--------------------------------|------------------------|-----------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | - | 2300 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | - | 7500 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW _e] | - | 225 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | - | 5,5 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | - | 13 |
| Elektrisch rendement | [%] | - | 15 |
| Thermisch rendement | [%] | - | 10 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | - | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh _e] | - | 0,5 |
| Vermeden brandstofkosten (gas) | [ct/m ³] | - | 18 |

Financieel-economische parameters

Het aandeel eigen vermogen dat wordt gevraagd bij de financiering van vergistinginstallaties varieert sterk afhankelijk van het risico en de specifieke omstandigheden en in sommige gevallen kan het project zelfs zonder eigen vermogen worden gefinancierd. De verhouding 80/20 voor debt/equity is een goed uitgangspunt.

Vergistinginstallaties worden vooral gebouwd bij agrariërs, waardoor de EIA-ruimte niet altijd volledig kan worden benut. Er bestaan leaseconstructies waarbij tegen een vergoeding wel de volle aftrek wordt benut. De agrariër heeft in dit geval een EIA-voordeel van zo'n 80%.

5.4 Afvalverbrandingsinstallaties

De bepaling van de onrendabele top van afvalverbrandingsinstallaties (AVIs) vindt plaats als functie van het rendement. Onderscheid wordt gemaakt in de volgende cases¹⁶:

- Laag rendement AVI, bruto rendement 16,5%.
- Standaard AVI, bruto rendement 23,0%.
- AVI met een opgevaardeerd rendement, bruto rendement 28,5%.
- AVI met een hoog rendement, bruto rendement 31,5%.

Bij de bepaling van de onrendabele top worden dezelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van november 2004 (Van Sambeek et al., 2004b) met als uitzondering

¹⁶ De cases zijn gedefinieerd als functie van het bruto rendement, waarbij het nuttig gebruik van warmte voor 2/3 wordt meegeteld. Het netto rendement ligt 2%punt lager als gevolg van het elektrisch eigen verbruik dat samenhangt met de verwerking van het afval en komt voornamelijk voor rekening van de rookgasreiniging.

de Elektriciteitsprijs, zie Tabel 5.12. De berekeningswijze en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004.

Tabel 5.12 *Technisch-economische parameters afvalverbrandingsinstallaties*

| Installatietype (rendement) | | Laag | Standaard | Upgrade | Hoog |
|-----------------------------|------------------------|------|-----------|---------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 2400 | 2080 | 2080 | 2370 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 8320 | 8080 | 7800 | 7500 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 |
| Energie-inhoud | [GJ/ton] | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Brandstofkosten | [€/ton] | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Elektrisch rendement | [%] | 16,5 | 23,0 | 28,5 | 31,5 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Afslag termijncontracten | [ct/kWh _e] | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

5.5 Overige categorieën

In dit rapport wordt een update gepresenteerd van de onrendabele top voor zon-PV systemen. Hoewel de onrendabele top voor deze systemen nog groot is, bestaat er op kleine schaal interesse voor het in gebruik nemen van dit type installaties. Voor de overige categorieën geldt dat er in Nederland op korte termijn geen initiatieven te verwachten zijn die in aanmerking komen voor MEP-subsidie. Daarnaast is voor deze categorieën geen reden aan te nemen dat de technisch-economische parameters zijn gewijzigd.

5.5.1 Zon-PV

Bij fotovoltaïsche zonne-energie (hierna: zon-PV) wordt zonlicht direct omgezet in elektriciteit. Zon-PV wordt op dit moment kosteneffectief ingezet voor autonome toepassingen, waarbij een netaansluiting onevenredig duur zou zijn. Teruglevering van elektriciteit door zogenaamde 'netgekoppelde systemen' is nog aanzienlijk duurder dan andere hernieuwbare opties zoals wind en biomassa. Op lange termijn echter, heeft zon-PV de potentie om op een kosteneffectieve manier in een groot deel van de energievraag te voorzien. Recente studies gaan er vanuit dat in Nederland grote netgekoppelde systemen pas na 2030 concurrerend worden (Janssen et al., 2006). Kleine systemen die 'achter de meter' het kleinverbruikerstarief krijgen, kunnen wellicht eerder concurreren met andere technieken.

Nederland kende tot 2003 een investeringssubsidie in de vorm van de EnergiePremie Regeling (EPR). Onder invloed van deze subsidie is het opgesteld zon-PV vermogen sterk toegenomen. Na de afschaffing van de EPR in 2003 echter, is de aanwas gestagneerd. In 2002 is de onrendabele top van zon-PV berekend op 59,8 ct/kWh¹⁷ (Van Sambeek et al., 2002). De MEP-subsidie zoals deze tot 18 augustus 2006 van kracht was, was gemaximeerd op 9,7 ct/kWh.

Het totaal opgesteld zon-PV-vermogen in Nederland is 51 MW_e in 2005. Omdat in de MEP-subsidie onvoldoende was om te compenseren voor de onrendabele top, is na 2003 verdere groei groei uitgebleven.

Netgekoppelde zon-PV-systemen zijn globaal onder te verdelen in kleine systemen met een vermogen tot 10 kWp, die geïntegreerd zijn in de gebouwde omgeving en grote zonneparken of zonnecentrales met vermogens van 10 kWp tot 10 MWp. Voor de bepaling van de onrendabele top voor zon-PV wordt gekeken naar solitaire zonneparken omdat deze van de twee het eerst in

¹⁷ De OT uit 2002 is niet direct vergelijkbaar met de waarde zoals in dit rapport wordt gepresenteerd. De waarde uit 2002 is gebaseerd op een systeem dat 'achter de meter' staat en daarmee het hoge kleinverbruikerstarief als terugleververgoeding heeft. Daarnaast is in de OT uit 2002 ook rekening gehouden met EPR investeringssubsidie.

aanmerking komen voor kosteneffectieve teruglevering op korte termijn¹⁸. De keuze voor grote zonneparken als referentie is in lijn met de uitgangspunten van de MEP, maar zon-PV systemen in de gebouwde omgeving zijn uit oogpunt van ruimtebeslag en maatschappelijke acceptatie in Nederland mogelijk aantrekkelijker dan grootschalige zonneparken.

Technisch-economische parameters

Vanwege beperkte ervaring in Nederland is voor het bepalen van kosten en specificaties van zonneparken gekeken naar Duitsland, waar de laatste jaren een groot aantal parken operationeel is geworden.

De investeringskosten worden bepaald door de modulekosten en de 'balance-of-system' (BoS) kosten. De investering voor een compleet systeem bedraagt tussen 4000 en 6000 €/kW_e voor installaties tussen 1 en 10 MW_e. Door de snelle internationale ontwikkelingen op het gebied van zonneparken is een dalende trend te zien in de kosten, ondanks de recente schaarste in de belangrijkste grondstof silicium. Het is aan te nemen dat parken die in 2008 of 2009 operationeel zijn, kunnen worden opgeleverd voor een turn-key prijs van 4000 €/kW_e.

PV-systemen zijn onderhoudsarm. Vanwege de korte tijd dat met de huidige PV-systemen wordt gewerkt is het lastig om te bepalen hoe hoog de O&M-kosten liggen. Er wordt aangenomen dat de variabele kosten gehandhaafd worden op eerder gehanteerde 2,7 ct/kWh (Van Sambeek et al., 2003). In de komende jaren zal internationaal meer ervaring worden opgedaan met onderhoud van zonneparken en zal een betere inschatting van O&M-kosten mogelijk zijn.

Het zonaanbod in Nederland is 950 tot 1050 kWh/m², met als referentie 1000 kWh/m². Vertaald naar vollasturen op basis van ervaringscijfers uit Duitsland, komt dit overeen met 775 en 1175 vollasturen in Nederland, met als referentie 850 vollasturen. Dit is een significante verbetering ten opzichte van de 775 vollasturen haalbaar in 2003.

Tabel 5.13 *Technisch-economische parameters Zon-PV*

| | | 2003 | 2008 |
|--------------------------|------------------------|------|------|
| Investeringskosten | [€/kW _e] | 4190 | 4000 |
| Bedrijfstijd/vollasturen | [Uren/jr] | 775 | 850 |
| Variabele O&M-kosten | [ct/kWh _e] | 2,7 | 2,7 |
| Elektriciteitsprijs | [ct/kWh _e] | 3,2 | 5,6 |
| Afslag termijncontract | [ct/kWh _e] | 0,5 | 0,5 |
| Onbalanskosten | [ct/kWh _e] | 0,6 | 0,4 |

5.5.2 AWZI/RWZI

Het aantal projecten dat op het gebied van afvalwaterzuiveringsinstallaties (AWZI) en rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI) wordt ontwikkeld is beperkt omdat bij de bedrijfsvoering niet het opwekken en gebruiken van bio-energie, maar de noodzaak tot zuivering de drijfveer is. De markt is op dit punt nagenoeg verzadigd. Daar komt bij dat de lozingsnormen voor fosfaat en nitraat strenger worden met als gevolg dat de installaties worden aangepast. De aangepaste techniek levert slib dat minder rijk is aan organisch materiaal en daarmee voor de winning van biogas minder aantrekkelijk.

Voor een update van de onrendabele top voor AWZI en RWZI is gebruik gemaakt van een elektriciteitsprijs die geldt voor vermeden stroominkoop. Als referentiewaarde wordt daarom een elektriciteitsprijs aangenomen die 40% hoger ligt dan de 15-jaars prijs van 5,6 ct/kWh (zie Tabel 4.1) en komt op 7,8 ct/kWh. Voor het overige zijn dezelfde financieel economische parame-

¹⁸ Bij grote gebouwgeïntegreerde systemen liggen investeringskosten circa 20% hoger dan bij grootschalige zonneparken.

ters gehanteerd als in het advies van november 2004 (Van Sambeek et al., 2004b). De berekeningswijze en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004.

5.5.3 Stortgas

In Nederland worden naar verwachting geen nieuwe afvalstortplaatsen aangelegd. Ook het storten van brandbaar organisch afval wordt tot een minimum beperkt en ontmoedigt door het heffen van een stortbelasting die hergebruik en afvalverbranding financieel aantrekkelijker maken. Nagenoeg alle mogelijkheden voor het rendabel opwekking van elektriciteit op basis van stortgas zijn dan ook benut.

Voor een update van de onrendabele top van stortgasprojecten zijn de zelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van november 2004 (Van Sambeek et al., 2004b) met als uitzondering de elektriciteitsprijs. De berekeningswijze en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004.

5.5.4 Kleinschalige waterkracht

De locaties in Nederland waar exploitatie van waterkracht rendabel mogelijk is, zijn reeds in het verleden gerealiseerd. In Nederland zijn de mogelijkheden voor uitbreiding van waterkrachtcentrales beperkt.

Voor een update van de onrendabele top van kleinschalige waterkracht projecten zijn de zelfde financieel economische parameters gehanteerd als in het advies van november 2004 (Van Sambeek et al., 2004b) met als uitzondering de elektriciteitsprijs. De berekeningswijze en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004.

6. Financieel-economische berekeningsaannames

Tabel 6.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die bij de berekening van de onrendabele toppen worden gebruikt.

Tabel 6.1 *Financieel-economische berekeningsaannames*

| | Debt/equity ratio | Rente [%] | Return on equity [%] | Looptijd lening [jaar] | Economische levensduur [jaar] | Vennootschapsbelasting [%] | EIA [%] |
|--|-------------------|-----------|----------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------|
| Windenergie | | | | | | | |
| • Onshore wind | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 85 |
| • Offshore wind | 50/50 | 6 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |
| Biomassa in centrales | | | | | | | |
| • Palmolie in gascentrale | 67/33 | 6 | 12 | 4 | 4 | 25,5 | 100 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 67/33 | 6 | 12 | 4 | 4 | 25,5 | 100 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 67/33 | 6 | 12 | 4 | 4 | 25,5 | 100 |
| • Vergassing in kolencentrale | 67/33 | 6 | 12 | 4 | 4 | 25,5 | 100 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | | | | | | | |
| • Bio-olie <10 MW _e | 80/20 | 5 | 15 | 10 | 10 | 25,5 | 100 |
| • Bio-olie 10 - 50 MW _e | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |
| • Hout <10 MW _e | 80/20 | 5 | 15 | 10 | 10 | 25,5 | 100 |
| • Hout 10 - 50 MW _e | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |
| • Vergisting <10 MW _e | 80/20 | 5 | 15 | 10 | 10 | 25,5 | 80 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | | | | | | | |
| • Laag rendement | 67/33 | 6 | 12 | 15 | 20 | 25,5 | 0 |
| • Standaard rendement | 67/33 | 6 | 12 | 15 | 20 | 25,5 | 0 |
| • Upgraded | 67/33 | 6 | 12 | 15 | 20 | 25,5 | 0 |
| • Hoog rendement | 67/33 | 6 | 12 | 15 | 20 | 25,5 | 0 |
| Overig | | | | | | | |
| • Zon-PV | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |
| • RWZI/AWZI | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |
| • Stortgas | 80/20 | 5 | 15 | 10 | 10 | 25,5 | 100 |
| • Waterkracht | 80/20 | 5 | 15 | 15 | 15 | 25,5 | 100 |

EIA-voordeel

De EIA levert op dit moment een aftrekpost op voor fiscale winst van 44%, met een maximum van €108 mln. Het maximale EIA-voordeel is derhalve de vennootschapsbelasting over €47,52 mln. Met name voor kleinschalige vergistinginstallaties is het niet mogelijk het hele EIA-

voordeel te benutten vanwege beperk beschikbare fiscale winst. Door een sale-lease-back constructie kan tot 80% van het voordeel ten goede komen van de projecten.

Vennootschapsbelasting

De vennootschapsbelasting wordt naar alle waarschijnlijkheid voor 2008 bijgesteld tot 25,5%. Deze aanpassing is onderdeel van het wetsvoorstel 'werken aan winst' dat op het moment van schrijven aan de Tweede Kamer is voorgelegd.

Economische levensduur

De economische levensduur is de tijd, gedurende welke een installatie in gebruik is en inkomsten en operationele kosten genereert. Niet noodzakelijk gelijk aan de subsidieduur.

Rendement op eigen vermogen

Naast vreemd vermogen (meestal in de vorm van een banklening) zijn de projecten van dien aard dat een deel van de financiering zal bestaan uit eigen vermogen. Op basis van een internationaal geijkte risico-inschatting van duurzame energieprojecten is een rendement op eigen vermogen van 15% redelijk.

Rente

De rente op een lening voor duurzame energieprojecten is 6% en het voordeel van groenbeleggen wordt meegenomen als een korting van 1%. Ondanks het feit dat de looptijd van de financiering voor een aantal projecten in een aantal categorieën verandert, kan worden aangenomen dat een rente percentage van 6% representatief is voor alle looptijden zolang de subsidieduur overeenkomt met de duur van de lening. Omdat offshore wind, AVIs en bij en meestook niet in aanmerking komen voor groenfinanciering wordt voor deze projecten 6% rente gerekend. Voor de overige projecten komt de rente inclusief groenfinanciering op 5%.

Debt/Equity ratio

De verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen, de debt/equity ratio vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering van duurzame energie. Voor offshore wind is de verhouding teruggebracht tot 50/50 vanwege onduidelijkheid over de optimale financieringsconstructies en het aanzienlijke projectrisico (zie ook Paragraaf 5.2).

7. Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de onrendabele toppen voor de opwekking van duurzame elektriciteit. De aannames voor de berekeningen van de onrendabele toppen dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2008.

Tabel 7.1 geeft een overzicht van de onrendabele toppen.

Tabel 7.1 *Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit*

| | Onrendabele top 2006-2007 [ct/kWh _e] | Onrendabele top 2008 [ct/kWh _e] | Subsidieduur 2008 [jaar] |
|--|--|---|-----------------------------|
| Windenergie | | | |
| • Onshore wind | 6,5 | 3,6 | 15 |
| • Offshore wind | 9,7 | 6,4 | 15 |
| Biomassa in centrales¹⁹ | | | |
| • Palmolie in gascentrale | 4,5 | 5,7 | 4 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 6,3 | 6,5 | 4 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 4,2 | 3,8 | 4 |
| • Vergassing in kolencentrale | 5,6 | 4,2 | 4 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | | | |
| • Bio-olie <10 MW _e | - | 8,1 | 10 |
| • Bio-olie 10 - 50 MW _e ²⁰ | - | 6,9 | 15 |
| • Hout <10 MW _e | - | 8,3 | 10 |
| • Hout 10 - 50 MW _e | - | 4,3 | 15 |
| • Vergisting <10 MW _e | - | 6,2 | 10 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | | | |
| • Laag rendement | 1,8 | -0,8 | 15 |
| • Standaard rendement | 1,5 | -1,1 | 15 |
| • Upgraded | 1,7 | -0,8 | 15 |
| • Hoog rendement | 2,6 | -0,1 | 15 |
| Overig | | | |
| • Zon-PV ²¹ | - | 46,9 | 15 |
| • RWZI/AWZI | -1,8 /-1,0 | -2,5 /-3,2 | 15 |
| • Stortgas | 1,3 | -0,6 | 10 |
| • Waterkracht | 9,7 | 8,9 | 15 |

¹⁹ De bedragen voor 2006-2007 zijn ge-update, zie De Vries et al. (2005b).

²⁰ De bedragen voor 2006-2007 zijn ge-update, zie De Vries et al. (2005c).

²¹ De onrendabele top voor Zon PV systemen is voor het laatste bepaald in 2002 (Van Sambeek et al., 2002) en was toen 59,8 ct/kWh. De toen geldende subsidieduur was 10 jaar, de EPR investeringssubsidie is meegenomen en de toenmalige berekening is gebaseerd op het kleinverbruikstarief.

In de update zijn niet alleen wijzigingen in de technisch-economische parameters verwerkt (zie Hoofdstuk 5) maar er is in een aantal gevallen ook gerekend met een aangepaste subsidieduur (zie Hoofdstuk 3). Hierdoor is vergelijking van de huidige onrendabele top met die uit eerdere adviezen niet direct mogelijk. In bijlage B wordt toegelicht wat het effect van wijzigingen in de technisch-economische parameters is bij gelijkblijvende subsidieduur.

8. Conclusies en aanbevelingen

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de onrendabele toppen voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008. Aanvullend wordt in dit rapport specifiek aandacht besteed aan het actualiseren van de berekeningsaannames voor de onrendabele top van Zon-PV-systemen en het in kaart brengen van de ontwikkelingen in de categorie zelfstandige biomassa installaties.

Ondanks het feit dat vanaf 18 augustus 2006 voor alle categorieën het tarief op 0,0 ct/kWh is gezet, hecht EZ aan een actueel inzicht in de onrendabele toppen. Het advies in dit rapport is gericht op het verschaffen van een feitelijke weergave van de onrendabele toppen en niet gerelateerd aan een actuele beleidsvraag. Het advies gaat niet in op tariefaanpassing of wijzigingen in categorie-indeling.

Medio 2006 is de elektriciteitswet zodanig gewijzigd, dat het voor het Ministerie van Economische Zaken mogelijk is om het MEP-budget, dat nodig is voor nieuwe beschikkingen beter te beheersen. Ten eerste wordt het voor de minister mogelijk om jaarlijks per categorie een maximaal budget voor nieuwe projecten vast te stellen. Voor de verdeling van de subsidie kan vervolgens worden gekozen tussen verdeling op volgorde van binnenkomst ('wie het eerst komt, het eerst maalt') en verdeling op basis van rangschikking ('tender'). Een tweede wijziging is de aanpassing van de subsidieduur, zodanig dat per categorie de economische levensduur meer wordt afgestemd op de technische levensduur en er geen ongewenste effecten ontstaan als gevolg van de uitkeringsduur van MEP-subsidie. In dit advies worden alleen de effecten van de wijziging in de subsidieduur meegenomen. Vanwege deze wijziging is vergelijking van de huidige onrendabele top met die uit eerdere adviezen niet direct mogelijk.

Voor de brandstof- en elektriciteitsprijzen die in dit advies worden gehanteerd, is een uitgebreide achtergrondstudie gedaan. Naast de gangbare scenario's uit de Referentieramingen, is binnen de WLO-studie een aangepast scenario ontwikkeld dat beter aansluit bij de meest recente inzichten over de ontwikkeling van de olieprijzen. Dit zogenaamde GEHP scenario vormt de basis van de hier gebruikte projecties en veronderstelt een structureel hogere olieprijs, met aanzienlijke effecten op de prijsprojecties voor gas en elektriciteit. Terwijl in 2004 nog werd gerekend met een elektriciteitsprijs van 3,7 ct/kWh, wordt nu uitgegaan van een lange termijnprijs van 5,6 ct/kWh. Deze overgang heeft een groot effect op de hoogte van de onrendabele top, vooral voor de opties waarbij er geen kostenstijging door bijvoorbeeld stijgende brandstofprijzen tegenover staat.

Tenslotte is het hier gepresenteerde conceptadvies niet ter consultatie aan de markt voorgelegd. Het rapport in deze versie moet dan ook gezien worden als een conceptadvies voor intern gebruik bij EZ. Zodra de omstandigheden dit toelaten en daar aanleiding toe is, wordt aanbevolen de consultatie alsnog uit te voeren. Met name voor wind op zee geldt dat de onzekerheid omtrent de kosten groot. Het is aan te bevelen om tegen de tijd dat er een tender wordt uitgeschreven voor een volgend park, te zorgen voor een actuele inschatting van de kostenparameters.

Tabel 8.1 geeft een overzicht van de conclusies met betrekking tot de onrendabele toppen zoals in dit advies gepresenteerd

Tabel 8.1 *Onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit*

| | Onrendabele top 2008 [ct/kWh _e] | Subsidieduur 2008 [jaar] |
|---------------------------------------|--|-----------------------------|
| Windenergie | | |
| • Onshore wind | 3,6 | 15 |
| • Offshore wind | 6,4 | 15 |
| Biomassa in centrals | | |
| • Palmolie in gascentrale | 5,7 | 4 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 6,5 | 4 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 3,8 | 4 |
| • Vergassing in kolencentrale | 4,2 | 4 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | | |
| • Bio-olie <10 MW _e | 8,1 | 10 |
| • Bio-olie 10 - 50 MW _e | 6,9 | 15 |
| • Hout <10 MW _e | 8,3 | 10 |
| • Hout 10 - 50 MW _e | 4,3 | 15 |
| • Vergisting <10 MW _e | 6,2 | 10 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | | |
| • Laag rendement | -0,8 | 15 |
| • Standaard rendement | -1,1 | 15 |
| • Upgraded | -0,8 | 15 |
| • Hoog rendement | -0,1 | 15 |
| Overig | | |
| • Zon-PV | 46,9 | 15 |
| • RWZI/AWZI | -2,5 /-3,2 | 15 |
| • Stortgas | -0,6 | 10 |
| • Waterkracht | 8,9 | 15 |

Referenties

- Bollen, J., A.J.G. Manders and M. Mulder (2004): *Four Futures for Energy Markets and Climate Change*, CPB speciale publicatie No. 52, Den Haag, 2004.
- Dril, A.W.N. van en H. Elzenga (eds) (2005): *Referentieramingen energie en emissies 2005-2020*, ECN-C--05-018, Petten, 2005
- Economische Zaken (2002): *Convenant Kolencentrales en CO₂ reductie*, Den Haag, 2002
- Economische Zaken (2004): *Tussenevaluatierapport MEP*, augustus 2004, Den Haag
- Economische Zaken (2005): *Kamerbrief inzake MEP*, 10 mei 2005, Den Haag.
- Economische Zaken (2006a): *Criteria voor duurzame biomassa-productie*, Kamerstukken 2005-2006, nr. 30305 (22).
- Economische Zaken (2006b): *Concept AMvB 21 juni 2006*, Den Haag, juni 2006.
- Economische Zaken (2006c): *Kamerbrief MEP*, 18 augustus 2006, Den Haag.
- Economische Zaken (2006d): *Kamerbrief realisatie 9% duurzame elektriciteit 2010*, 6 september 2006, Den Haag.
- Economische Zaken (2006e): *Kamerbrief reactie op moties MEP*, 11 september 2006, Den Haag.
- EIA (2006): *International Energy Outlook 2006*, EIA U.S. Department of Energy, Washington D.C., February 2006.
- Faaij, A. en M. Junginger (2005): *IEA BioEnergy Task 40 - Country report for the Netherlands, NWS-E-2005-48*, Universiteit Utrecht - Copernicus Instituut, Utrecht.
- IEA (2006): *Medium Term Oil Market Report July 2006*, IEA, Paris 2006.
- Janssen, L.H.J.M., V.R. Okker, J. Schuur (2006): *Welvaart en leefomgeving. Een scenariostudie voor Nederland in 2040*, CPB, MNP en RPB, Den Haag, september 2006
- Kooijman, H.J.T., E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten duurzame elektriciteit-windenergie op land en windenergie op zee*, ECN-C--03-074/A, Petten, augustus 2003
- MVO (2006): *MVO Market analysis Oils and Fats for Fuel*, Productschap MVO, Rijswijk, 2006
- Pfeiffer, A.E. en H.J. de Vries (2004b): *Long-term prices of solid biofuels for application in Dutch power plants*. KEMA, November 2004.
- Rijkers, F.A.M., J.J. Battjes, F.H.A. Janszen (EUR): M. Kaag, (EUR) (2001): *POWERS - Simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt*, ECN-C--01-033, ECN, Petten.
- RMNO (2005): *Zonneklaar*, Raad voor Milieu en Natuur Onderzoek, A.05 Den Haag.
- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers en H.J. de Vries (2004): *Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020 - Onderbouwing van de elektriciteitsprijs in het advies technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007*, ECN-I--04-002, ECN, Petten, oktober 2004.
- Sijm, J.P.M., M. ten Donkelaar, J.S. Hers, M.J.J. Scheepers en Y. Chen (2006): *CO₂ price dynamics. A follow-up analysis of the implications of EU emissions trading for the price of electricity*, ECN-C-06-015, Amsterdam, 2006.

- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, E.A. Pfeiffer (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit. Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen*, ECN-C-02-088, Petten, 2002.
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, E.A. Pfeiffer (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-C--03-078, Petten, augustus 2003
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, E.A. Pfeiffer (2003b): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties. Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005*, ECN-C--03-085, Petten, september 2003
- Sambeek, E.J.W. van, H. J. de Vries, T.J. de Lange, H. Cleijne, E.A. Pfeiffer, F. Verheij (2004a): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007: Conceptadvies inzake de aannames voor de onrendabele topberekening ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de tweede helft 2006 en 2007*, ECN-C--04-075, Petten, juli 2004.
- Sambeek, E.J.W. van, H.J. de Vries, E.A. Pfeiffer, H. Cleijne (004b): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007*, ECN-C--04-101, Petten, november 2004.
- Tilburg, X. van, H.J. de Vries, E.A. Pfeiffer, M.L. Beekes, J.W. Cleijne (2005): *Inzet van biomassa in zelfstandige kleinschalige installaties voor de opwekking van elektriciteit. Berekening van de onrendabele top*, ECN-C--05-016, Amsterdam, september 2005.
- Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, J.W. Cleijne (2005b): *Inzet van biomassa in centrales voor de opwekking van elektriciteit - berekening van de onrendabele top. Eindrapport*, ECN-C--05-088, Amsterdam, september 2005.
- Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, M.L. Beekes, J.W. Cleijne (2005c): *Inzet van bioolie in zelfstandige kleinschalige installaties voor de opwekking van elektriciteit, aanvulling op rapport ECN-C--05-016*, ECN-C--096, Amsterdam, september 2005.
- Wakker, A., X. van Tilburg, J.S. Hers, A.J. Seebregts (2006): *Elektriciteits- en brandstofprijzen - Achtergrondstudie ter ondersteuning van onrendabele top berekeningen voor 2008*, ECN-X-06-110, Amsterdam, september 2006.

Afkortingen

| | |
|------------|---|
| AMvB | : Algemene Maatregel van Bestuur |
| AVI | : Afvalverbrandingsinstallatie |
| AWZI | : Afvalwaterzuiveringsinstallatie |
| BLOW | : Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling van Windenergie |
| EIA | : Energie Investerings Aftrek |
| EPR | : Energiepremie regeling |
| EZ | : Ministerie van Economische Zaken |
| FAME | : Fatty Acid Methyl Ester, biodiesel |
| GE | : Global Economy, scenarionaam zie Bollen et al. (2004) |
| GEHP | : Global Economy High Price, scenarionaam zie Bollen et al. (2004) |
| IEA | : International Energy Agency |
| LNV | : Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit- Ministerie van ~ |
| MEP | : Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie |
| NCW | : Netto contante waarde |
| NSW | : Noordzee Wind |
| ORC | : Organic Rankine Cycle |
| OT | : Onrendabele top |
| OTC | : Over-the-counter, transacties tussen twee partijen, niet via een beurs. |
| OWEZ | : Offshore Windpark Egmond aan Zee |
| O&M kosten | : Operation en maintenance: operationele- en onderhoudskosten. |
| PV | : Photovoltaïsch |
| RC | : Regional Communities, scenarionaam zie Bollen et al. (2004) |
| RWZI | : Rioolwaterzuiveringsinstallatie |
| SE | : Strong Europe, scenarionaam zie Bollen et al. (2004) |
| SKE | : Steenkoolequivalent (1 kg \equiv 29,3 MJ) |
| TM | : Transnational Markters, scenarionaam |
| WLO | : Welzijn en Leefomgeving, zie Janssen et al. (2006) |
| WKK | : Warmte-kracht koppeling |

Bijlage A Algemene beleidsmatige uitgangspunten

De onderstaande uitgangspunten komen overeen met de uitgangspunten zoals deze zijn gebruikt in eerdere onrendabele top-adviezen (zie bijv. Van Sambeek et al., 2004b)

De tariefstelling en categorisatie binnen de MEP zijn in hoofdzaak gebaseerd op de onrendabele toppen van de diverse duurzame elektriciteitsopties. Om op basis van de onrendabele toppen tot een categorisatie en tariefstelling voor duurzame elektriciteit te komen is door het Ministerie van Economische Zaken een aantal criteria vastgesteld. Hieronder zijn deze criteria uiteengezet.

Efficiëntie van besteding van middelen

Het risico van overstimulering dient te worden geminimaliseerd. Dit wordt onder andere werkstelligd door een zo klein mogelijke bandbreedte van de onrendabele top binnen een categorie.

Doelmatigheid van de stimulans

Het ondersteuningsniveau dient voldoende hoog te zijn om binnen een categorie daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen.

Kosteneffectiviteit

Uit het oogpunt van een kosteneffectieve stimulering van duurzame elektriciteit ontvangen alleen die opties een producentenvergoeding die voldoende potentieel bieden tegen een aanvaardbare meerprijs. Vanuit dit criterium is de onrendabele top voor offshore windenergie in dit advies limiterend voor de maximale hoogte van de MEP-subsidie voor overige categorieën.

Aansluiten bij categorie-indeling MEP 2003, 2004, 2005

De categorie-indeling sluit aan bij de indeling zoals die is vastgesteld voor de MEP voor 2003, 2004 en 2005. Het handhaven van deze indeling voorkomt complexiteit in de uitvoering en de markt.

Aansluiten bij internationale markt-, technologie- en beleidsontwikkelingen

Het ondersteuningsniveau dient op de langere termijn aan te sluiten bij internationale marktontwikkelingen die van invloed zijn op de onrendabele toppen van de verschillende duurzame elektriciteitsopties. Het ondersteuningsniveau op de langere termijn dient tevens rekening te houden met internationale ontwikkelingen in technologie en de invloed hiervan op investering- en operationele kosten. De vorming van een interne markt voor duurzame elektriciteit in de EU noopt tot een zekere mate van afstemming van subsidieniveaus tussen de verschillende lidstaten.

Bijlage B Subsidieduurwijzigingen

Tabel B.1 geeft een overzicht van de onrendabele top gebaseerd op de aannames zoals die in dit rapport zijn gehanteerd, maar dan met een subsidieduur van 10 jaar. Op deze manier kan inzicht worden verkregen in welke deel van de verandering ten opzichte van eerdere jaren het gevolg is van wijziging in de subsidieduur. Merk op dat bij extreem kapitaal-extensieve opties zoals het meestoken van palmolie in een gascentrale, het effect niet zichtbaar, terwijl bij kapitaal-intensieve opties zoals wind het effect zeer duidelijk zichtbaar is.

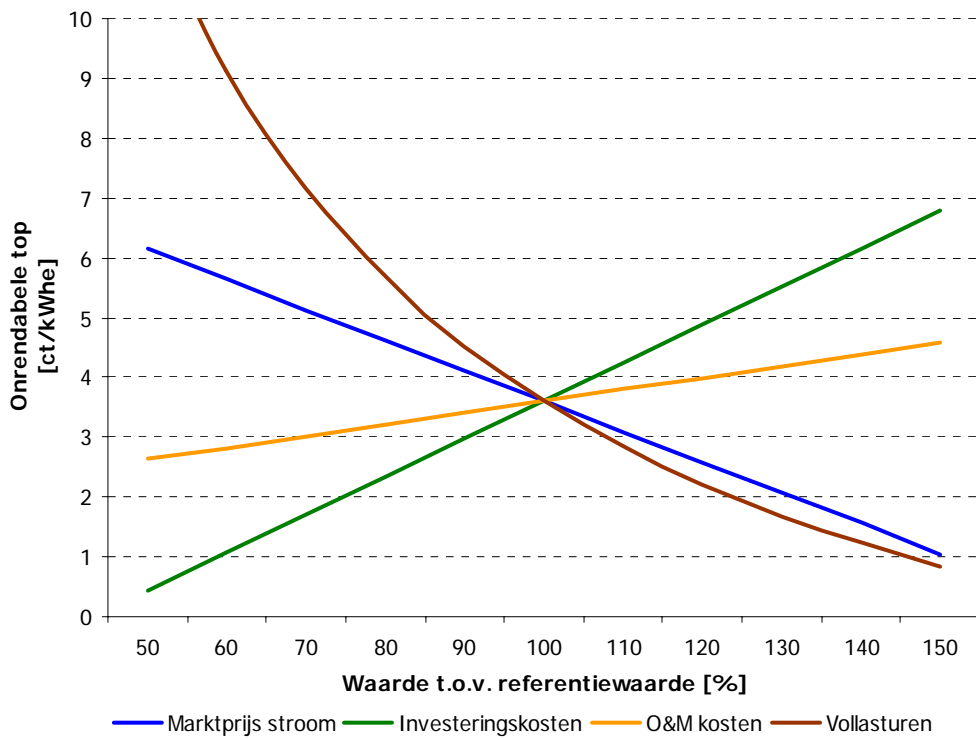
Tabel B.1 *Onrendabele toppen bij 10 jaar subsidieduur*

| | 2006-2007 [ct/kWh _e] | 2008 (10 jaar) [ct/kWh _e] | 2008 [ct/kWh _e] | Subsidieduur 2008 [jaar] |
|--|-------------------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------|
| Windenergie | | | | |
| • Onshore wind | 6,5 | 4,8 | 3,6 | 15 |
| • Offshore wind | 9,7 | 7,6 | 6,4 | 15 |
| Biomassa in centrales | | | | |
| • Palmolie in gascentrale | 4,5 | 5,7 | 5,7 | 4 |
| • Houtpellets in kolencentrale | 6,3 | 6,8 | 6,5 | 4 |
| • Agroresidue in kolencentrale | 4,2 | 4,1 | 3,8 | 4 |
| • Vergassing in kolencentrale | 5,6 | 4,6 | 4,2 | 4 |
| Biomassa in zelfstandige installaties | | | | |
| • Bio-olie <10 MW _e | - | 8,1 | 8,1 | 10 |
| • Bio-olie 10-50 MW _e | 7,7 | 7,3 | 6,9 | 15 |
| • Hout <10 MW _e | 14,5 | 8,3 | 8,3 | 10 |
| • Hout 10-50 MW _e | 10,7 | 5,5 | 4,3 | 15 |
| • Vergisting <10 MW _e | - | 6,2 | 6,2 | 10 |
| Afvalverbrandingsinstallaties | | | | |
| • Laag rendement | 1,8 | -0,8 | -0,8 | 15 |
| • Standaard rendement | 1,5 | -1,1 | -1,1 | 15 |
| • Upgraded | 1,7 | -0,8 | -0,8 | 15 |
| • Hoog rendement | 2,6 | 0,1 | -0,1 | 15 |
| Overig | | | | |
| • Zon-PV | - | 59,9 | 46,9 | 15 |
| • RWZI/AWZI | -1,0 /-1,8 | -1,8 /-2,6 | -2,5 /-3,2 | 15 |
| • Stortgas | 1,3 | -0,6 | -0,6 | 10 |
| • Waterkracht | 12,9 | 11,7 | 8,9 | 15 |

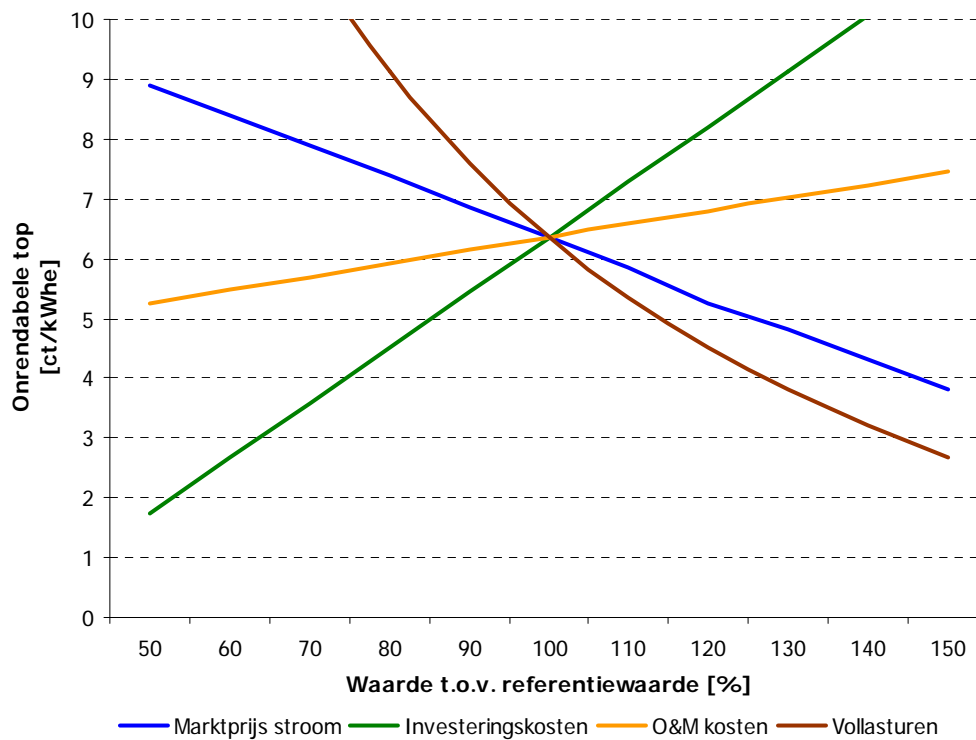
Bijlage C Gevoeligheidsanalyse

In dit rapport is voor een aantal parameters niet alleen een referentiewaarde gegeven, maar ook een range waarbinnen de waarde zich naar alle waarschijnlijkheid zal bevinden. Hieronder wordt voor de behandelde opties een zogenaamde ‘spider chart’, of gevoeligheidsdiagram gepresenteerd. Een spider chart geeft aan wat het effect is van een relatieve wijziging van de verschillende parameters op de hoogte van de onrendabele top. Een groot voordeel van deze vorm van presentatie is dat het effect van verschillende grootheden in één grafiek kan worden gezet. De richtingscoëfficiënt van de bijbehorende lijn geeft het teken en de omvang van het effect.

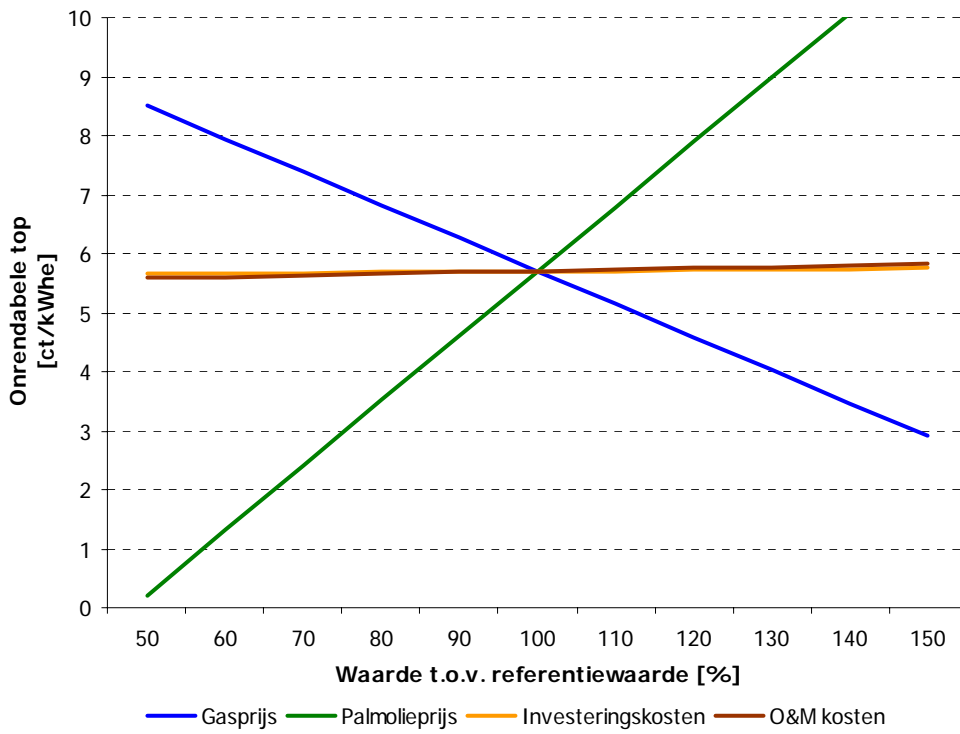
Merk op dat de variatie in één van de factoren wordt bekeken, met de overige omstandigheden gelijkblijvend (*ceteris paribus*).



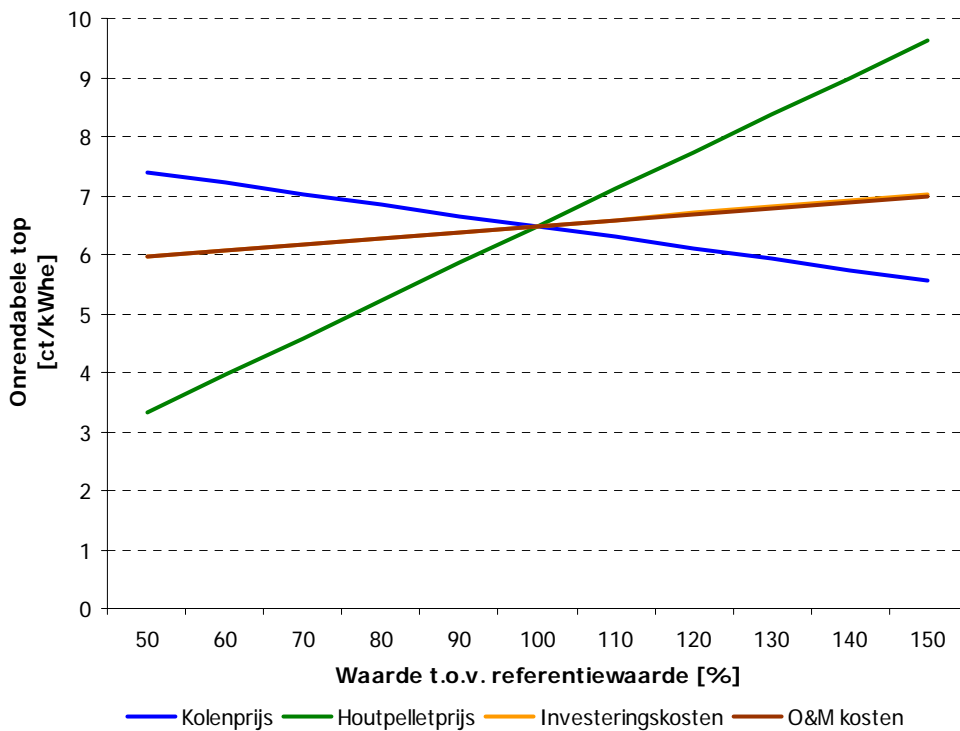
Figuur C.1 Gevoeligheidsdiagram onshore wind



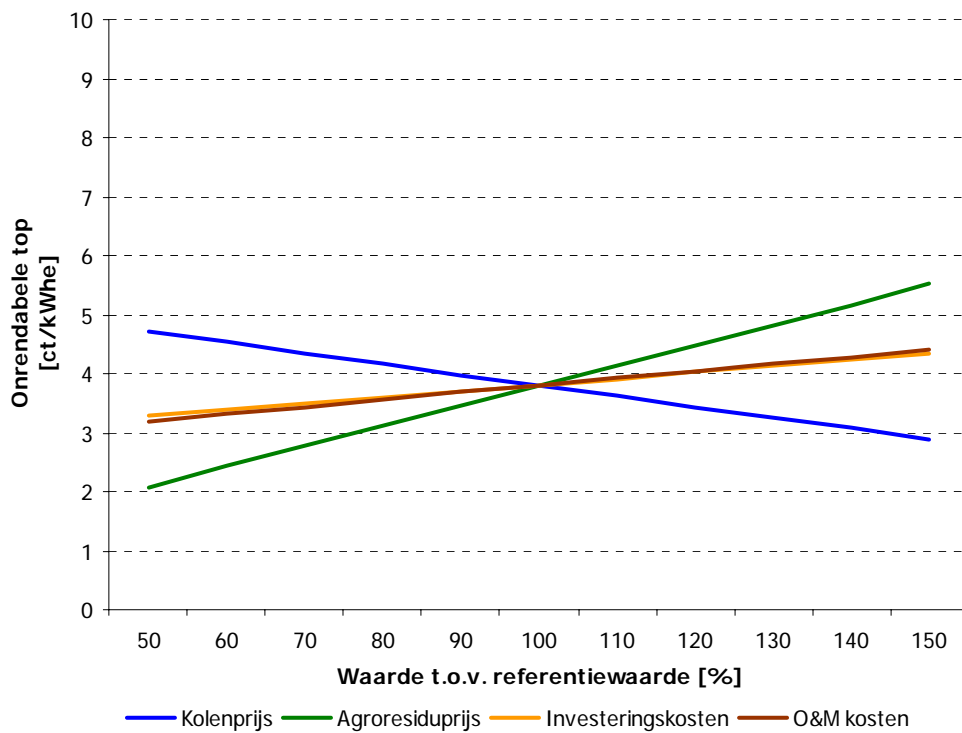
Figuur C.2 Gevoeligheidsdiagram offshore wind



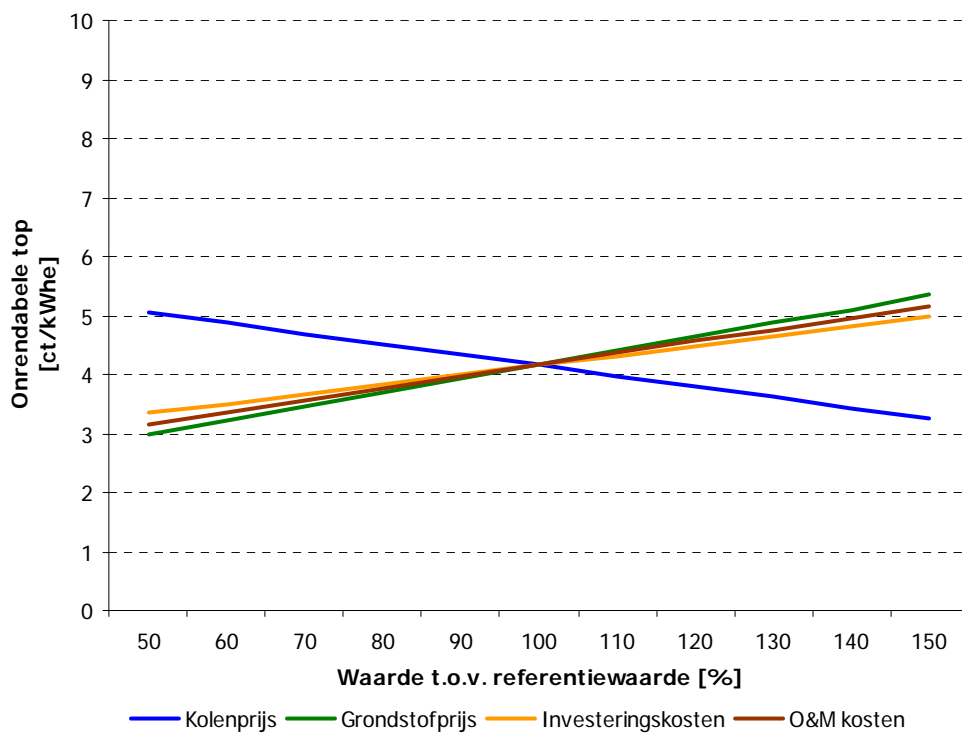
Figuur C.3 Gevoeligheidsdiagram meestook palmolie in gascentrale



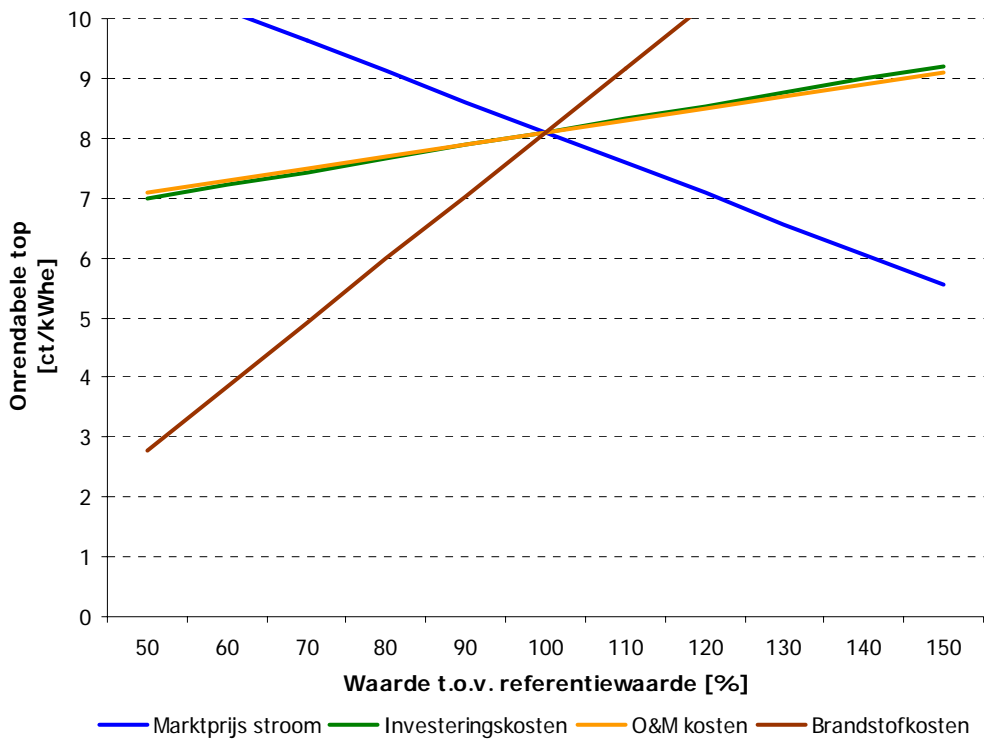
Figuur C.4 Gevoeligheidsdiagram meestook houtpellets in kolencentrale



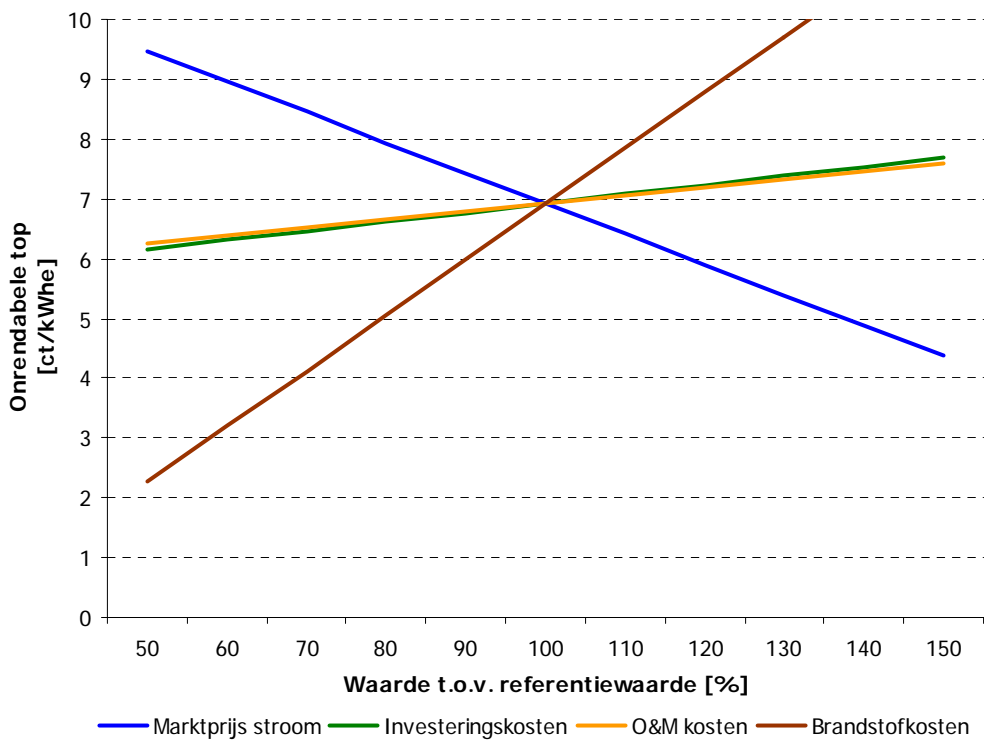
Figuur C.5 Gevoeligheidsdiagram meestook agroresidu in kolencentrale



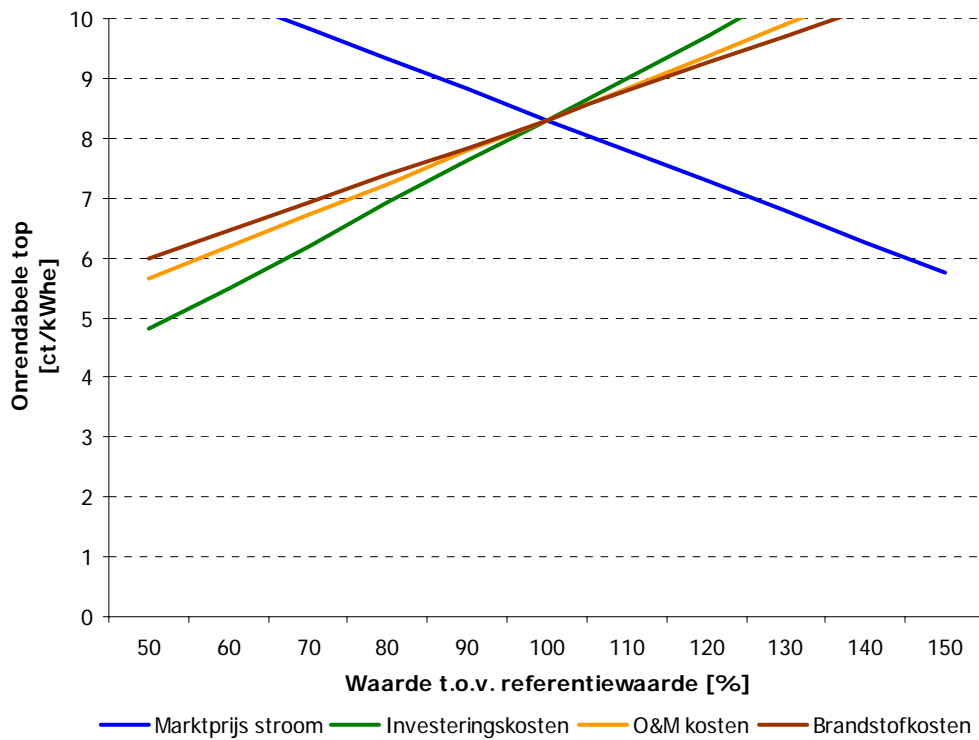
Figuur C.6 Gevoeligheidsdiagram bijstook door vergassing



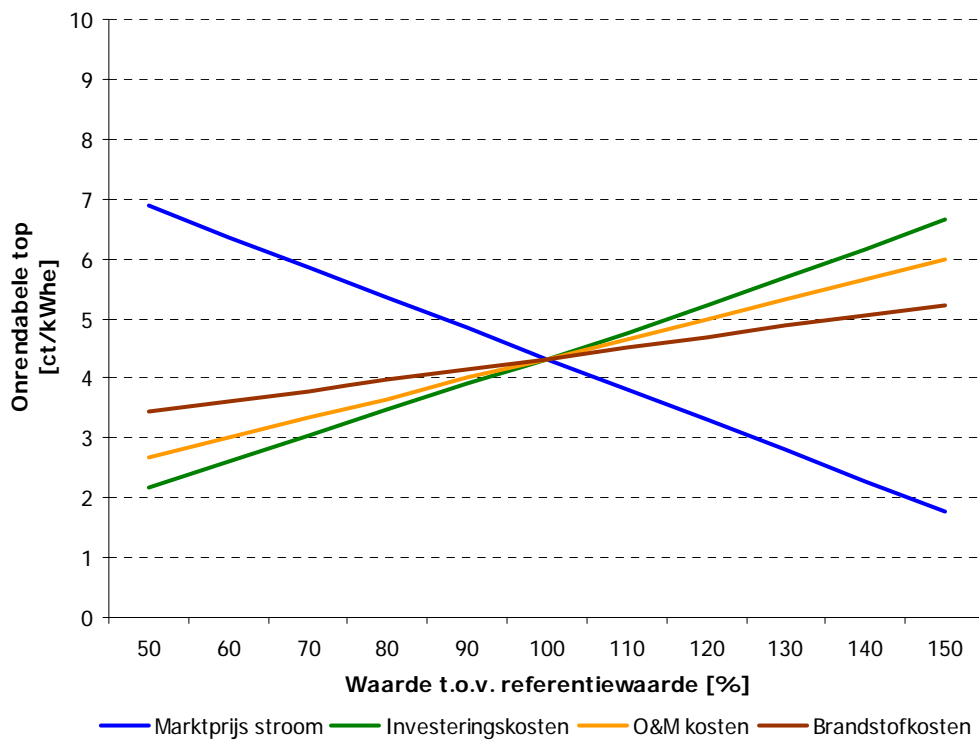
Figuur C.7 Gevoeligheidsdiagram Bio-olie <10 MW_e



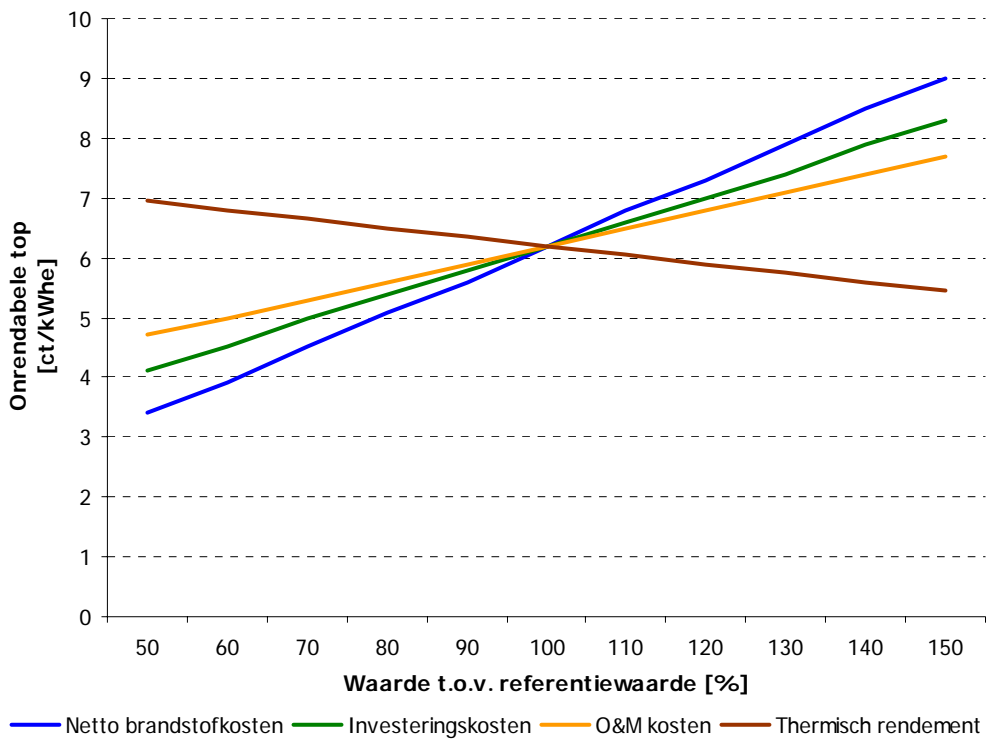
Figuur C.8 Gevoeligheidsdiagram Bio-olie 10-50 MW_e



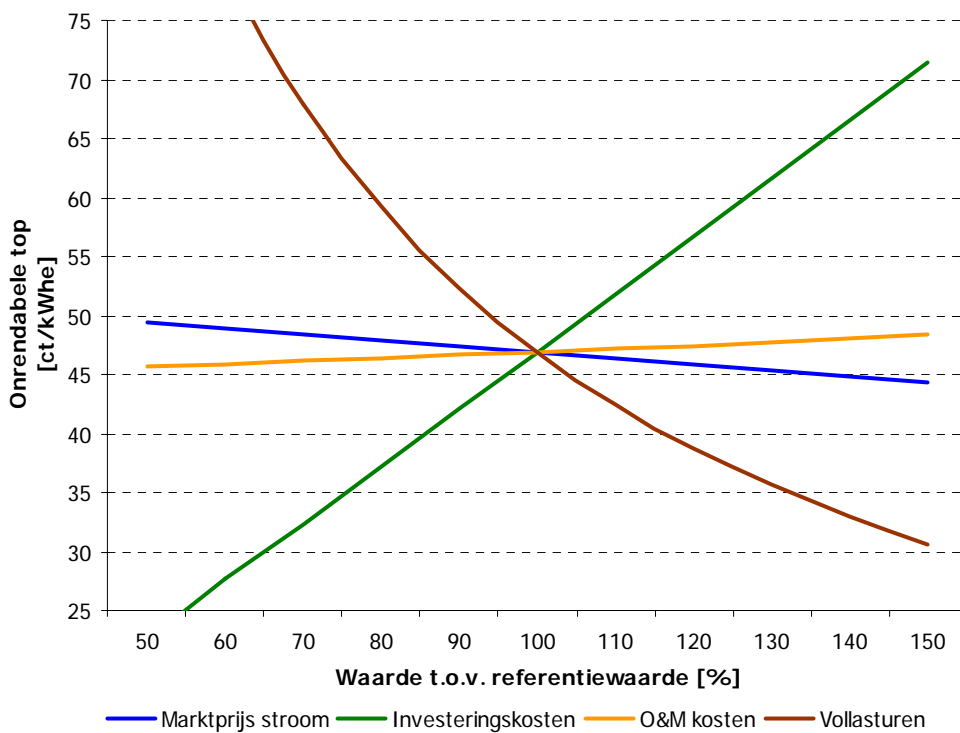
Figuur C.9 Gevoeligheidsdiagram hout <10 MW_e



Figuur C.10 Gevoeligheidsdiagram hout 10-50 MW_e



Figuur C.11 Gevoeligheidsdiagram vergisting <10 MW_e



Figuur C.12 Gevoeligheidsdiagram zonn-PV