November 2004 ECN-C--04-101

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

E.J.W. van Sambeek, ECN
H.J. de Vries, ECN
A.E. Pfeiffer, KEMA
J.W. Cleijne, KEMA

ECN
energy-innovation

KEMA
Experience you can trust

Verantwoording

Dit rapport is onder leiding van ECN in samenwerking met KEMA geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in het kader van het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor duurzame elektriciteit voor de tweede helft 2006 en 2007 door het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract MEP 2004, ECN-projectnummer 7.7598. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, E-mail: vansambeek@ecn.nl.

Naast het onderhavige rapport is een tweetal rapporten opgesteld met betrekking tot de lange termijn ontwikkeling van de stroomprijs en de biomassaprijzen. De resultaten van het onderzoek die in deze rapporten zijn weergegeven zijn gebruikt in het opstellen van dit advies.

Daarnaast is bij het totstandkomen van dit advies gebruik gemaakt van de reacties en commentaren van de marktpartijen tijdens de marktconsultatie op een het concept advies dat aan dit eindadvies voorafging.

Alle ECN en KEMA documenten en berekeningen die een rol hebben gespeeld in dit advies kunnen worden gedownload van http://www.renewable-energy-policy.info/mep/index.html.

Dankbetuiging

De auteurs danken de heer Frits Verheij, Theo de Lange, Jeroen de Joode, Martin Scheepers voor hun waardevolle commentaar en input bij de totstandkoming van dit advies.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs ECN and KEMA have researched the financial gaps of renewable electricity production technologies. These form the basis for determining the level of the MEP-subsidies for different renewable electricity sources and technologies by the Ministry. This report contains an advice on the financial gaps that are to be used for determining the subsidy levels. The calculation of the financial gaps is based on an earlier report on the inputs for the calculations and on the subsequent stakeholder consultation with respect to these inputs. This report provides a detailed description of the assumptions, calculations and stakeholder inputs underlying the financial gaps for the establishment of the MEP-subsidies for new projects starting from July 2006 till December 2007.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN 4

SAMENVATTING 5

1. INLEIDING 6

2. OPDRACHTKADER ECN EN KEMA 8
   2.1 Algemene beleidsmatige uitgangspunten 8
   2.2 Aanbevelingen EZ projectgroep tussenevaluatie MEP 9

3. FINANCIEEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES 11
   3.1 Stroomprijs 11
   3.2 CO_2-emissierechten 12
   3.3 Financieringsparameters 12
   3.4 Energie investeringsaftrek 13
   3.5 Onrendabele top model 14

4. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES 15
   4.1 Wind op land 15
   4.2 Wind op zee 18
   4.3 Zuivere biomassa in centrales 20
   4.4 Diermeel in centrales 23
   4.5 Mengstromen in centrales 24
   4.6 Zelfstandige biomassa-installaties 25
   4.7 Afvalverbrandingsinstallaties 26
   4.8 Stortgas 28
   4.9 RWZI's en AWZI's 29
   4.10 Kleinschalige waterkracht 30

5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT TWEEDE HELFT 2006 EN 2007 31

6. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN 33

REFERENTIES 35

BIJLAGE A OVERZICHT WIJZIGINGEN BEREKENINGSAANNAMES 37

BIJLAGE B OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES ONRENDABELE TOPPEN TWEEDE HELFT 2006 EN 2007 38

LIJST VAN TABELLEN

Tabel S.1	*Overzicht onrendabele toppen en MEP-subsidies 2006-2007*	5
Tabel 3.1	*Berekeningsaannames netto stroomprijs per MEP-categorie*	11
Tabel 3.2	*Prijsontwikkeling CO_2-emissierechten*	12
Tabel 3.3	*Overzicht financieel-economische aannames onrendabele toppen 2006-2007*	12
Tabel 4.1	*Technisch-economische aannames wind op land*	15
Tabel 4.2	*Opbouw onderhouds-, garantie- en verzekeringskosten wind op land*	18
Tabel 4.3	*Technisch-economische aannames wind op zee*	19
Tabel 4.4	*Technisch-economische aannames zuivere biomassa in centrales*	20
Tabel 4.5	*Technisch-economische aannames diermeel in centrales*	23
Tabel 4.6	*Technisch-economische aannames mengstromen in centrales*	24
Tabel 4.7	*Technisch-economische aannames kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties (<5 MW_e)*	26
Tabel 4.8	*Technisch-economische aannames grootschalige zelfstandige biomassa-installaties (ca. 30 MW_e)*	26
Tabel 4.9	*Technisch-economische aannames elektriciteitsproductiebedrijf bij afvalverbrandingsinstallaties (500 kton/jr)*	27
Tabel 4.10	*Technisch-economische aannames stortgas*	29
Tabel 4.11	*Technisch-economische aannames elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's*	29
Tabel 4.12	*Technisch-economische aannames kleinschalige waterkracht*	30
Tabel 5.1	*Onrendabele toppen duurzame elektriciteit 2006 en 2007*	31
Tabel 5.2	*Consequenties onrendabele topberekeningen voor MEP-tarieven 2006 en 2007*	32
Tabel 6.1	*Overzicht onrendabele toppen en MEP-subsidies 2006-2007*	33

SAMENVATTING

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd om ten behoeve van de vaststelling van de MEP-tarieven de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit in de tweede helft van 2006 en 2007 te berekenen. Dit rapport geeft een overzicht van de aannames voor de berekening van de onrendabele toppen en de uitkomsten van de onrendabele topberekeningen. De aannames voor de onrendabele topberekeningen zijn vastgesteld na consultatie van marktpartijen.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA een aantal beleidsmatige uitgangspunten meegegeven voor de aannames van de berekeningen van de onrendabele toppen. Daarnaast heeft het Ministerie ECN en KEMA opdracht gegeven om de uitkomsten van de tussenevaluatie van de MEP als uitgangspunten in de berekeningen mee te nemen.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de onrendabele toppen voor de verschillende duurzame elektriciteitsopties in 2006 en 2007. Tevens zijn, volgens de regels die het Ministerie van EZ hanteert voor het vertalen van de onrendabele toppen naar de MEP-subsidies, de MEP-subsidies voor 2006 en 2007 weergegeven. Op het moment dat dit advies wordt uitgebracht zijn de regels voor de bepaling van het MEP-tarief van de Afvalverbrandingsinstallaties nog niet bekend. Daarom zijn deze in de overzichtstabel niet gepubliceerd.

Tabel S.1 *Overzicht onrendabele toppen en MEP-subsidies 2006-2007*

	Onrendabele top		MEP-subsidie	
[ct/kWh]	2006[1]	2007	2006[1]	2007
AWZI/RWZI	-1,8 tot -1,0	-1,8 tot -1,0	0	0
Stortgas	1,3	1,3	1,3	1,3
Centrales				
• Bijstoken mengstromen	3,6	3,6	3,6	3,6
• Meestook zuivere biomassa	6,6	6,6	6,6	6,6
• Meestook diermeel	3,0	3,0	3,0	3,0
Windenergie				
• wind op land	6,5	6,5	6,5	6,5
• wind op zee	9,3 tot 11,1	9,3 tot 11,1	9,7	9,7
Afvalverbrandingsinstallaties				
• laag rendement - 17%	1,8	1,8	-	-
• standaard - 23,5%	1,5	1,5	-	-
• upgraded - 29%	1,7	1,7	-	-
• hoog rendement - 32%	2,6	2,6	-	-
Zelfstandige bio-energiecentrales				
• Kleinschalig (<5 MWe)	14,5	14,5	9,7	9,7
• Grootschalig (ca. 30 MWe)	10,7	10,7	9,7	9,7
Waterkracht	12,9	12,9	9,7	9,7

[1] vanaf 1 juli 2006.

1. INLEIDING

Adviesproces
In dit rapport wordt een advies uitgebracht ten aanzien van de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit ten behoeve van het vaststellen van de MEP-subsidies voor duurzame elektriciteit voor de tweede helft 2006 en 2007. Dit advies volgt op het op 21 juli 2004 uitgebrachte concept advies (in dit rapport verder 'concept advies' genoemd) over de technisch- en financieel-economische aannames voor de berekening van de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit (ECN/KEMA, 2004a), dat tot 3 september ter consultatie aan stakeholders is voorgelegd. In reactie op het concept advies hebben ECN en KEMA van veel belangenorganisaties en individuele partijen commentaar en aanvullende informatie ontvangen. Naar aanleiding van deze reacties hebben in de eerste helft van september consultatiegesprekken plaatsgevonden met alle partijen die een reactie op het concept advies hebben gegeven. ECN en KEMA danken alle partijen voor hun reacties per brief, e-mail of in een van de consultatiegesprekken. Deze reacties hebben in belangrijke mate bijgedragen aan het opstellen van dit eindadvies.

Uitkomsten marktconsultatie
Over de uitkomsten van de consultatie is een aparte rapportage opgesteld (ECN-C--04-113), waarin de reacties van stakeholders zijn samengevat en tevens is beargumenteerd waarom deze reacties al dan niet door ECN en KEMA zijn overgenomen in dit huidige advies. Wijzigingen in de berekeningsaannames die voortvloeien uit de marktconsultatie zijn meegenomen in het onderhavige advies van ECN en KEMA.

Tussenevaluatie MEP
Op 31 augustus 2004 heeft de Minister van Economische Zaken de resultaten van de tussenevaluatie van de MEP aan de Tweede Kamer aangeboden (Ministerie van Economische Zaken, 2004). Uit de tussenevaluatie volgt een aantal wijzigingen in de wijze waarop de MEP-subsidies voor bepaalde categorieën worden berekend. Deze wijzigingen in de berekeningsgrondslag voor de onrendabele toppen zijn in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken als uitgangspunt genomen voor dit advies en zijn geen onderdeel geweest van de marktconsultatie in het kader van dit advies. In hoofdstuk 0 worden de voor dit advies relevante wijzigingen uit de tussenevaluatie van de MEP uiteengezet.

Zuivere biomassa
Zoals in het concept advies is aangegeven is een aparte studie verricht naar de lange termijn prijsontwikkeling van biomassa voor grootschalige inzet in centrales. De resultaten van deze studie zijn in concept aan de markt voorgelegd op 21 september 2004 (Pfeiffer, 2004a) en in de consultatiegesprekken behandeld. In dit rapport worden de resultaten van bovengenoemde studie en de consultatiegesprekken meegenomen in het advies met betrekking tot de onrendabele top van zuivere biomassa in centrales.

Afvalverbrandingsinstallaties
Voor de MEP-subsidie voor afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) wordt in de tussenevaluatie een volledig nieuwe berekeningsgrondslag voorgesteld. In overleg tussen EZ en de AVI-sector wordt de nieuwe berekeningswijze nader uitgewerkt. In afwachting van de uitkomst van de verkenningen naar de mogelijkheden voor de inrichting van deze nieuwe subsidiegrondslag voor AVIs hebben ECN en KEMA in consultatie met de sector de nieuwe berekeningsaannames vastgesteld voor de onrendabele top berekening van AVI's. Op basis van de voorgestelde splitsing van een AVI in een afvalverwerkingsdeel en een energieopwekkingsdeel is de onrendabele top vastgesteld van de elektriciteitsopwekking. Een nadere toelichting op de berekeningsgrondslag voor de onrendabele top van AVIs wordt gegeven in Paragraaf 4.7. Op dit moment is de systematiek voor het bepalen van de MEP voor AVI's nog niet vastgesteld. Dit vormt onderdeel

van overleg tussen het Ministerie van EZ en de AVI-sector. In dit rapport wordt daarom geen MEP-tarief voor AVI's berekend.

Leeswijzer

Voor het berekenen van de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit door ECN en KEMA gelden de door het Ministerie van Economische Zaken gegeven kaders. Deze uitgangspunten staan in Hoofdstuk 2. In dit hoofdstuk staan tevens de aanbevelingen van de EZ projectgroep naar aanleiding van de tussenevaluatie van de MEP. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van de financieel-economische berekeningsaannames, waaronder de stroomprijsontwikkeling voor de komende jaren. In hoofdstuk 4 staan de onrendabele toppen per duurzame elektrictiteitsoptie en is een onderbouwing gegeven van de technisch-economische aannames voor de berekening hiervan. Een overzicht van deze onrendabele toppen en de consequenties voor de MEP-subsidietarieven voor de tweede helft 2006 en voor 2007 vindt u in Hoofdstuk 5. Tot slot zijn in Hoofdstuk 6 de conclusies gegeven. In de bijlagen is een overzicht van de berekeningsaannames voor de onrendabele topberekeningen voor de tweede helft 2006 en 2007 en een overzicht van de wijzigingen in de berekeningsaannames ten opzichte van vorig jaar opgenomen.

Op enkele punten in de tekst hebben ECN en KEMA in kaders kanttekeningen of aanbevelingen opgenomen, die strikt genomen buiten de reikwijdte van de opdracht vanuit het Ministerie van Economische Zaken vallen. Voor de context waarin dit advies gegeven wordt achten ECN en KEMA het desalniettemin van belang deze opmerkingen in dit advies te plaatsen.

2. OPDRACHTKADER ECN EN KEMA

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd een advies op te stellen met betrekking tot de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit voor nieuwe projecten in de periode vanaf juli 2006 tot eind 2007. 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. Het ministerie van EZ heeft ECN en KEMA verzocht om een puntschattingen van de onrendabele toppen af te geven. Bij de berekening van de onrendabele toppen en de vertaalslag van de onrendabele toppen naar MEP-subsidies heeft het Ministerie een aantal uitgangspunten en randvoorwaarden aan ECN en KEMA meegegeven. In dit hoofdstuk worden deze uitgangspunten en randvoorwaarden uiteengezet. In hoofdstuk 5 worden deze uitgangspunten gebruikt om de vertaalslag te maken van de onrendabele top berekeningen naar de MEP-tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007.

2.1 Algemene beleidsmatige uitgangspunten

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 bewerkstelligd 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 investerings- 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.

Toerekening EIA-voordeel
Het EIA-voordeel op basis van in aanmerking komende projectkosten wordt volledig aan duurzame elektriciteitsprojecten toegerekend.

2.2 Aanbevelingen EZ projectgroep tussenevaluatie MEP

Op 31 augustus 2004 heeft de Minister van Economische Zaken de aanbevelingen naar aanleiding van de tussenevaluatie van de MEP aan de Tweede Kamer aangeboden (Ministerie van Economische Zaken, 2004). Uit de tussenevaluatie volgt een aantal wijzigingen in de wijze waarop de MEP-subsidietarieven voor bepaalde categorieën worden berekend. Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA de opdracht gegeven deze wijzigingen mee te nemen in de berekening van de onrendabele toppen. Hieronder volgt een overzicht van de wijzigingen in de grondslag van de onrendabele topberekeningen die voortvloeien uit de tussenevaluatie.

Verhoging vollasturengrens van 18.000 naar 20.000 voor wind op land
In de tussenevaluatie is nogmaals naar voren gekomen dat voor wind op land in de periode na de MEP (dus na 18.000 vollasturen) de operationele inkomsten mogelijk niet opwegen tegen de operationele kosten. Hierdoor zouden windturbines na het bereiken van de 18.000 vollasturengrens, afhankelijk van de locatie na 6 tot 10 jaar, kunnen worden vervangen door nieuwe turbines. Om deze problematiek deels te ondervangen en projecten langer in bedrijf te houden stelt het Ministerie van Economische Zaken naar aanleiding van de tussenevaluatie voor om de vollasturengrens te verhogen van 18.000 naar 20.000 vollasturen (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.3).

Langjarige ondersteuning voor de grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales
De MEP-subsidie voor de grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales was vastgesteld voor 1 juli 2003 tot 1 juli 2006. Om een voldoende gunstig investeringsklimaat voor zuivere biomassa in centrales te creëren is het Ministerie van Economische Zaken in de tussenevaluatie tot de conclusie gekomen dat een stimuleringstermijn van 10 jaar ook voor deze categorie wenselijk is. Dit betekent dat de onrendabele top voor de inzet van zuivere biomassa in centrales over een periode van 10 jaar wordt berekend (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.4). Om het risico van overstimulering te beperken is tevens voorgesteld om het mogelijk te maken om bij gedaalde biomassa brandstofprijzen de MEP-subsidie ook binnen bestaande beschikkingen te verlagen (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.4).

Aanpassing berekening onrendabele top voor technologieën met een onrendabele exploitatie na 10 jaar MEP-subsidie
In de tussenevaluatie is gesignaleerd dat voor bepaalde subsidiecategorieën mogelijk geldt dat de exploitatie na de MEP, na 10 jaar operationeel bedrijf volgens de onrendabele topberekening verliesgevend is. De exploitatie na de MEP draagt in dat geval bij aan een verhoging van de onrendabele top, terwijl niet kan worden gegarandeerd dat de exploitatie na jaar 10 ook daadwerkelijk wordt voortgezet. Voor deze categorieën is naar aanleiding van de tussenevaluatie voorgesteld om de berekening van de onrendabele top op een economische levensduur van 10 jaar vast te stellen, gelijk aan de periode waarover deze projecten voor MEP-subsidie in aanmerking komen (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.5). Hieruit volgt een aanpassing van de economische levensduur van zelfstandige bio-energieprojecten van 15 jaar naar 10 jaar.

Nieuwe berekeningsgrondslag voor de onrendabele top voor afvalverbrandingsinstallaties
In de tussenevaluatie is vastgesteld dat het wenselijk is om bij de berekening van de MEP-subsidie voor afvalverbrandingsinstallaties niet langer uit te gaan van de investering en exploitatie van de gehele afvalverbrandingsinstallatie (afvalverbranding en elektriciteits- en warmteproductie samen), maar om uit te gaan van de extra investeringen en operationele kosten die ge-

moeid zijn met de productie van additionele elektriciteit ten opzichte van de referentie in Europa. Daarbij is tevens een staffeling van het MEP-tarief mogelijk naarmate het elektrisch rendement oploopt (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.4). In overleg tussen EZ, VROM en de sector wordt de nieuwe subsidiegrondslag voor AVIs nader uitgewerkt. Vooruitlopend op deze nieuwe subsidiegrondslag hebben ECN en KEMA in consultatie met de sector de aannames vastgesteld voor de berekening van de onrendabele top van uitsluitend het elektriciteitsproductie deel van de AVI. Een toelichting op deze berekeningsaannames staat in Paragraaf 4.7. Het gaat hierbij om nieuwbouw en uitbreiding van installaties. Voor uitwerking van de regelingen rond renovatie en modificatie van installaties wordt apart overlegd tussen de AVI-sector en de overheid.

3. FINANCIEEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES

3.1 Stroomprijs

In het conceptadvies (ECN/KEMA, 2004a) ten behoeve van de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 was reeds aangegeven dat kan worden verwacht dat de stroomprijs de komende jaren zal stijgen. Dit hangt enerzijds samen met de structuur van de marktverhoudingen op de Nederlandse elektriciteitsmarkt en de ontwikkeling van de brandstofprijzen, anderzijds met de introductie van een emissiehandelssysteem per 2005. Op basis van recente ramingen voor de stroomprijsontwikkeling tot 2020 door ECN (Seebregts, 2004) en forward OTC-prijzen is als conservatieve schatting van de gemiddelde stroomprijs op lange termijn een waarde van 37 €/kWh vastgesteld[1].

In de marktconsultatie is door marktpartijen terecht aangegeven dat voor de onrendabele topberekening uitgegaan zou moeten worden van de stroomprijzen in lange termijn contracten die nodig zijn voor de financiering van duurzame elektriciteitsprojecten. Bij het opstellen van een lange termijn stroomcontract worden de risico's die voortvloeien uit de onzekerheid omtrent het te leveren volume en de volatiliteit van de korte termijn stroomprijzen, alsmede allerlei overige risico's zoals bijvoorbeeld wijzigend overheidsbeleid en regulering verdisconteerd in de contractprijs. Dit vertaalt zich in een risicoafslag op de lange termijn stroomprijs. Verschillende partijen hanteren een andere omvang voor deze risicoafslag en brengen meer of minder risico's onder deze noemer, soms overlappend met wat anderen onder onbalanskosten verstaan. Gemiddeld geldt als lange termijn risicoafslag een bandbreedte van 4 tot 6 €/MWh. Voor de opties die voor de financiering afhankelijk zijn van lange termijn stroomcontracten wordt daarom een risicoafslag van de lange termijn gemiddelde stroomprijs afgetrokken. Daarnaast worden voor wind op zee en op land de onbalanskosten in mindering gebracht op de stroomprijs. Voor AVI's, stortgas en kleinschalige biomassa-installaties zijn de onbalanskosten meegenomen in de lange termijn risico-afslag. Tabel 3.1 geeft een overzicht van de netto contractprijzen voor stroom per duurzame elektriciteitsoptie, zoals die in de onrendabele top berekeningen zijn meegenomen.

Tabel 3.1 *Berekeningsaannames netto stroomprijs per MEP-categorie*

MEP-categorie	Lange-termijn gemiddelde stroomprijs [€/MWh]	Risicoafslag lange-termijn stroomcontract [€/MWh]	Onbalanskosten [€/MWh]	Netto stroomprijs [€/MWh]
Stortgas	37	5	0	32
Wind op land	37	5	6	26
Wind op zee	37	5	6	26
Zelfstandige biomassa- installaties	37	5	0	32
Waterkracht	37	5	0	32
Afvalverbrandingsinstallaties	37	5	0	32

In recente jaren heeft de stroomprijs in contracten voor duurzame elektriciteitsprojecten mede door wijzigend overheidsbeleid sterk gefluctueerd. Daarnaast is in de marktconsultatie gebleken dat de inschatting van de omvang en toerekening van de kosten van onbalans niet eenduidig en transparant zijn. ECN en KEMA bevelen daarom aan om in samenwerking met de markt een structurele monitoring met betrekking tot de waardering van stroom in contracten voor duurza-

[1] Met uitzondering van bij- en meestookopties, waarbij de onrendabele top wordt berekend ten opzichte van de vermeden kolen inzet.

me elektriciteitsprojecten op te zetten en nader onderzoek te verrichten naar de toerekening van onbalanskosten voor windenergie.

3.2 CO_2-emissierechten

Bij de bovengenoemde ECN verkenningen voor de lange-termijn gemiddelde elektriciteitsprijs is rekening gehouden met de prijsontwikkeling van CO_2-emissierechten. Deze prijsontwikkeling is gebaseerd op Bollemans, Manders en Mulder (2004). Tabel 3.2 geeft een overzicht van de prijsontwikkeling van CO_2-emissierechten zoals aangenomen in de berekeningen voor de lange termijn elektriciteitsprijs scenario's. De structuur van de elektriciteitsmarkt is dusdanig dat de kosten van CO_2-emissierechten door producenten aanvankelijk niet volledig kunnen worden doorberekend in de elektriciteitsprijs. In de elektriciteitsprijsscenario's is hiermee rekening gehouden door een doorberekeningsfactor op de CO_2-prijs toe te passen. Tabel 3.2 geeft tevens een overzicht van de gehanteerde doorberekeningsfactoren (Seebregts, 2004).

Tabel 3.2 *Prijsontwikkeling CO_2-emissierechten*

		2005	2010	2015
CO_2-prijs	[€/ton CO_2]	2	7	9
Doorberekeningsfactor	[%]	50	54	69
Netto CO_2-prijs	[€/ton CO_2]	1	4,3	7,6

bron: Seebregts, 2004

Bij de berekening van de onrendabele toppen van bij- en meestookopties geen rekening gehouden met de baten van vermeden CO_2-emissies als gevolg van bij- en meestook. In de allocatie van CO_2-emissierechten hebben de elektriciteitsproducenten voor de periode 2005 - 2007 voor reeds gerealiseerde productie geen emissierechten gealloceerd gekregen (EZ, VROM, SenterNovem, 2004). Voor deze projecten geldt dan ook geen CO_2-voordeel. Nieuwe projecten gedurende de periode 2005-2007 leiden wel tot een uitsparing van CO_2-emissierechten. Echter, gedurende deze periode is de CO_2-prijs naar verwachting nog zeer laag (zie bovenstaande tabel). Daarnaast leiden projecten die vanaf de tweede helft 2006 worden opgestart slechts korte tijd (tot eind 2007) tot vermeden CO_2-kosten. In de volgende allocatieperiode is de verwachting dat reeds bestaande productie wederom geen CO_2-emissierechten gealloceerd krijgt. Daarmee zijn de CO_2-baten voor meestook in centrales in de tweede helft 2006 en 2007 verwaarloosbaar klein en worden ze niet in de onrendabele top berekeningen meegenomen.

3.3 Financieringsparameters

Tabel 3.3 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die bij de berekening van de onrendabele toppen zijn gehanteerd.

Tabel 3.3 *Overzicht financieel-economische aannames onrendabele toppen 2006-2007*

		AVI's	Centrales	Wind op zee	Overig
Debt/equity ratio		67/33	67/33	65/35	80/20
Rente	[%]	6	6	6	6
Return on equity	[%]	12	12	15	15
Looptijd lening	[jaar]	10	10	10	10
Vennootschapsbelasting 2006	[%]	30,5	30,5	30,5	30,5
Vennootschapsbelasting 2007	[%]	30	30	30	30
EIA	[%]	n.v.t.	44	44	44
Groenbeleggen		n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Ja

D/E ratio
De D/E ratio voor wind op zee en de overige categorieën vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering van duurzame energieprojecten. De D/E ratio voor wind op zee in bovenstaande tabel geeft de ambitie aan voor herfinanciering van het project nadat het project enkele jaren succesvol in bedrijf is. Het lijkt waarschijnlijk dat de eerste projecten aanvankelijk met een D/E ratio gefinancierd worden die rond de 50/50 ligt. In Paragraaf 4.2 wordt toegelicht hoe in de onrendabele topberekening met de D/E ratio van wind op zee projecten is omgegaan. De D/E ratio voor AVIs vormt een afspiegeling van de balans van de moederbedrijven achter deze projecten.

In de marktconsultatie is door EnergieNed aangegeven dat de aanname voor de D/E-ratio voor kolencentrales een afspiegeling dient te zijn van de balansstructuur van de moederbedrijven die eigenaar zijn van de centrale. De D/E-ratio op de balans van de Nederlandse elektriciteitsproductiebedrijven loopt uiteen van ca. 25/75 tot ca. 70/30. Van ten minste drie elektriciteitsproductiebedrijven op de Nederlandse markt ligt de D/E ratio rond de 67/33. De aanname voor de D/E ratio wordt derhalve gehandhaafd op 67/33.

Return on equity
De return on equity wordt in het onrendabele top model berekend als de internal rate of return met betrekking tot de inleg van het eigen vermogen over de economische levensduur van het project. Dit is dus het rendement op het eigen vermogen dat wordt behaald na rente en aflossing op leningen en na belasting.

Looptijd lening
De looptijd van de lening is gekoppeld aan de periode waarin een project in aanmerking komt voor de MEP.

Vennootschapsbelasting
De vennootschapsbelasting wordt gefaseerd verlaagd van 34,5% in 2004 naar 30% in 2007 (Ministerie van Financiën, 2005b). In de berekeningen van de onrendabele toppen voor de tweede helft 2006 en 2007 is uitgegaan van een tarief van respectievelijk 30,5% en 30,0% voor de vennootschapsbelasting[2].

Fiscaal voordeel groenbeleggen
Het voordeel van groenbeleggen wordt als een korting van 1% op de rente op de lening in de onrendabele topberekeningen meegenomen. Wind op zee, AVI's en centrales komen niet in aanmerking voor de fiscale voordelen van groenbeleggen.

3.4 Energie investeringsaftrek

Tot 2005 bedraagt de energie investeringsaftrek (EIA) 55% van de in aanmerking komende investeringskosten tot een maximum van € 58,3 miljoen. Met ingang van 2005 zal de EIA verlaagd worden tot 44% en geldt als maximum aftrek het bedrag van € 46,6 miljoen (Ministerie van Financiën, 2005a) [3].

In de berekening van de onrendabele top van wind op zee is met de maximum aftrek rekening gehouden door de onrendabele toppen te berekenen aan de hand van representatieve schaalgrootten voor projecten.

---

[2] De wijziging van het tarief voor de vennootschapsbelasting is voorgesteld in het Belastingplan 2005. Indien het uiteindelijke tarief voor de vennootschapsbelasting voor 2006 en 2007 afwijkt van dit voorstel dienen de onrendabele toppen opnieuw te worden berekend.

[3] Indien de EIA voor de tweede helft 2006 en 2007 gewijzigd wordt ten opzichte van het belastingplan dienen de onrendabele toppen opnieuw berekend te worden.

De interpretatie die bij de aanmelding van de MEP is gegeven aan het EU-Milieusteunkader schrijft voor dat de EIA volledig aan het project wordt toegerekend in de berekening van de onrendabele toppen. Het fiscale voordeel van de energie-investeringsaftrek (EIA) wordt derhalve volledig aan het project toegerekend. Bij wind op land is aangenomen dat 85% van de projectinvesteringskosten voor de EIA in aanmerking komen. Bij de overige opties die van de EIA gebruik kunnen maken is aangenomen dat 100% van de projectinvesteringskosten voor de EIA in aanmerking komen.

In de marktconsultatie is duidelijk naar voren gekomen dat het voordeel van de EIA niet volledig aan duurzame elektriciteitsprojecten toekomt, maar dat een deel van dit voordeel een vergoeding vormt voor het beschikbaar stellen van externe fiscale capaciteit. ECN en KEMA onderkennen dat het EIA voordeel in de praktijk inderdaad niet geheel aan duurzame elektriciteitsprojecten kan worden toegerekend. Het anders meewegen van het EIA-voordeel vraagt om een herziening van de uitgangspunten voor de berekeningen van de onrendabele top, zoals die door het Ministerie van Economische Zaken zijn vastgesteld (zie Paragraaf 2.1) en dient te passen binnen de voorwaarden die de Europese Commissie stelt onder het Milieusteunkader.

3.5 Onrendabele top model

Een uitgebreide beschrijving van het onrendabele top model en de achterliggende berekeningsmethodiek is in een apart rapport beschikbaar (Noord en Sambeek, 2003). Dit rapport is te downloaden via http://www.renewable-energy-policy.info/MEP/2007.html.

4. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES

4.1 Wind op land

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de berekeningsaannames voor het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor 2003/2004/2005 en de aannames die worden geadviseerd voor de MEP-tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Op basis van deze aannames is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van 6,5 ct/kWh. De spreadsheetberekening van de onrendabele top is beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelwind-onshore2006-2007.xls.

Tabel 4.1 *Technisch-economische aannames wind op land*

		Aannames t.b.v. MEP-tarieven			Advies t.b.v. MEP-tarieven	
		2003	2004	2005	2006	2007
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	1150	1125	1100	1100	1100
Vollasturen	[uren/jaar]	1800	1800	1800	2000	2000
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$]	n.v.t.	39	39	39	39
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh$_e$]	1,8	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Economische levensduur	[jaar]	15	15	15	15	15
Onbalanskosten	[ct/kWh$_e$]	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Netto stroomprijs*	[ct/kWh$_e$]	2,1	2,1	2,1	2,6	2,6
Maximum aantal vollasturen	*[uren]*	*18.000*	*18.000*	*18.000*	*20.000*	*20.000*
Onrendabele top	*[ct/kWh$_e$]*	*7,8*	*7,8*	*7,7*	*6,5*	*6,5*

*inclusief onbalanskosten.

Investeringskosten

Vanuit het verleden is zowel een reductie van de investeringskosten als van de integrale productiekosten door leereffecten waar te nemen. Dit is onder andere een gevolg van toenemende efficiëntie en schaalvoordelen in de fabricage van windturbines en door een toenemende efficiëntie van de omzetting van windenergie naar elektriciteit dankzij technologische verbeteringen van windturbines. Verwacht wordt dat deze trend zich ook in de toekomst zal voortzetten. Op basis van een inventarisatie van de verwachte toekomstige leereffecten met betrekking tot turn-key investeringen en een inschatting van de implementatiesnelheid van windvermogen in Europa (Harmsen en Van Sambeek, 2003) wordt voor windprojecten een jaarlijkse reductie van ca. 2% van de nominale investeringskosten realistisch geacht. Recente studies bevestigen deze trend (EWEA, 2003). Om goed aan te sluiten bij de ontwikkeling van de technologie en om tevens de kosteneffectiviteit van de MEP-subsidie voor windenergie op land op de lange termijn te waarborgen dient een dergelijke kostenreductie tevens te worden doorgevoerd in de aannames voor de onrendabele topberekeningen. Een aanpassing van de subsidietarieven in overeenstemming met de verwachte kostenreducties wordt onder andere ook in Duitsland toegepast, waar in een recent voorstel voor wetswijziging is voorgesteld om de terugleververgoeding voor wind op land jaarlijks met 2% te verlagen.

Tijdens de marktconsultatie is door verschillende partijen naar voren gebracht dat zij op dit moment geen daling van de investeringskosten voor wind op land in Nederland zien. Dit heeft onder andere te maken met toepassing van nieuwe generaties windturbines en de hoge en sterk uiteenlopende kosten voor netaansluitingen. De efficiëntieverbetering komt daardoor niet tot uitdrukking in lagere investeringskosten, maar in een verhoging van de energieopbrengst per geïnvesteerde Euro.

In de tussenevaluatie van de MEP is door het Ministerie van Economische Zaken voorgesteld om het maximum aantal vollasturen waarvoor een turbine voor MEP-subsidie in aanmerking komt te verhogen tot 20.000 (zie Paragraaf 0). In de onrendabele top berekening wordt deze wijziging doorgevoerd door het jaarlijks aantal vollasturen te verhogen van 1800 naar 2000. Door deze verhoging van het aantal vollasturen stijgen ook de stroominkomsten. Het verhogen van het maximum aantal vollasturen leidt daardoor tegelijkertijd ook tot een efficiëntiekorting binnen de MEP-subsidie voor wind op land.

Gezien het feit dat vanuit de markt wordt aangegeven dat de investeringskosten van wind op land geen dalende trend vertonen en gegeven het feit dat de verhoging van de vollasturengrens die voorvloeit uit de tussenevaluatie MEP al resulteert in een efficiëntiekorting, wordt de aanname voor de investeringskosten voor wind op land voor de tweede helft 2006 en 2007 gehandhaafd op het niveau van 2005.

Netinpassing - eenmalige kosten
In de marktconsultatie is door verschillende marktpartijen naar voren gebracht dat de netinpassingskosten voor wind op land de afgelopen jaren sterk zijn gestegen (ECN/KEMA, 2004b). Ten behoeve van dit advies voor de MEP-subsidietarieven voor de tweede helft 2006 en 2007 is daarom nader onderzoek gedaan naar de netinpassingskosten voor wind op land. Op grond van dit onderzoek worden de aansluitkosten ingeschat op ca. 5.000 - 50.000 €/MW. De kabelkosten bedragen ca 35.000-100.000 €/MW. De totale aansluitkosten inclusief kabelkosten bedragen derhalve ca. 40.000-150.000 €/MW. Geconcludeerd is dat de omvang van de netinpassingskosten een zeer grote bandbreedte kent. Vanuit de ontwikkeling van de regulering op dit punt zijn er echter geen redenen om te veronderstellen dat de netinpassingskosten de afgelopen jaren structureel zijn gestegen.

Onderhouds- en bedrijfskosten
Uit een internationaal vergelijk volgt een bandbreedte voor de totale onderhouds- en bedrijfskosten van ca. 20 tot 50 €/kW/jaar (ECN/KEMA, 2003), waarbij de meeste concrete beschikbare gegevens voor Nederlandse projecten in een bandbreedte van ca. 30 tot 50 €/kW/jaar liggen. De belangrijkste kostenposten betreffen: onderhoud, verzekeringen, jaarlijkse netinpassingskosten, de kosten voor het gebruik van de grond, onroerende zaakbelasting en managementkosten. Hieronder wordt nader toegelicht uit welke componenten de aanname voor O&M-kosten bestaat.

Onderstaande cijfers bevestigen dat de totale onderhouds- en bedrijfskosten voor wind op land in Nederland overwegend in de eerder bepaalde bandbreedte van 30-50 €/kW/jaar liggen. De onrendabele topberekeningen ten behoeve van de MEP-tarieven 2004 en 2005 zijn in overeenstemming met gegevens die door de markt in de consultatie rondom de MEP-subsidietarieven van 2003 zijn aangeleverd, waarbij is gesteld dat de totale onderhouds- en bedrijfskosten 39 €/kW/jaar bedragen. Geadviseerd wordt om de aanname van 39 €/kW/jaar te handhaven voor de tariefberekeningen voor de tweede helft 2006 en 2007.

Netinpassing - jaarlijkse kosten
In aanvulling op de netinpassingskosten die onder de investeringskosten zijn behandeld worden door de netbeheerder periodieke aansluitvergoedingen in rekening gebracht. Deze bedragen 1150-1650 €/jaar voor 0,3-3,0 MVA-aansluitingen en 7500-14.000 €/jaar voor 3,0-10,0 MVA aansluitingen.

Onderhoudscontracten
Het onderhoudscontract wordt afgesloten met de windturbineleverancier of met een onafhankelijk onderhoudsbedrijf, gespecialiseerd in windturbines. Overeenkomsten worden dikwijls aangegaan voor meerdere jaren. Het onderhoud betreft zowel het geplande preventieve onderhoud (2 maal per jaar), als het correctieve onderhoud. Gemiddeld genomen zijn per windturbine 2 à 3 bezoeken per jaar nodig voor correctief onderhoud. Diverse contractenvormen voor correctief onderhoud zijn mogelijk: aan de ene kant lage tot geen vaste kosten en doorrekening van alle

werkzaamheden en materialen op basis van nacalculatie en aan de andere kant hoge vaste kosten waarin de kosten van alle voorkomende werkzaamheden verdisconteerd zijn.

Garantiecontracten
Door de windturbineleverancier worden garanties gegeven op levering en prestaties van het windpark. Gedurende de garantietermijn eist normaliter de leverancier dat het onderhoud eveneens onder hun verantwoordelijkheid valt. Onder de garantie op levering vallen alle kosten voor noodzakelijke reparaties en modificaties aan de windturbines conform de eisen in het leveringscontract, echter met uitzondering van schades die gedekt worden door de machinebreukverzekering.

Verzekeringen
Een machinebreukverzekering voor het windpark wordt tijdens de garantieperiode vereist door de leverancier en gedurende de financieringsperiode door de financier. De machinebreukverzekering dekt 'plotselinge en onvoorziene materiële schade', maar geen seriematige schades of schade door slijtage en veroudering. Omdat het voor derden moeilijk te bepalen is of een schade onder garantie of verzekering valt, treedt de windturbineleverancier in de meeste gevallen op als tussenpersoon naar de verzekering. Aan de machinebreukverzekering kan een bedrijfsschadegevolgverzekering gekoppeld worden. Deze verzekering vergoedt de opbrengstderving ten gevolge van stilstand na machinebreuk.

Onderhoudsgarantie- en verzekeringscontracten
Tot voor kort was het gebruikelijk dat windturbineleveranciers hun klanten, de windturbine eigenaren, een 2- tot 3-jarige garantie- en onderhoudscontract aanboden. Sinds een aantal jaren is het standaard om deze gecombineerde garantie- en onderhoudsperiode te verlengen naar 5 jaar. Na afloop van deze vijf jaar kan vervolgens besloten worden om het onderhoudscontract te verlengen met nog eens vijf jaar. Verlenging van de garantieperiode na het tiende jaar was in principe niet mogelijk.

Sinds kort biedt een aantal windturbineleveranciers all-in garantie-, onderhouds- en verzekeringscontracten aan voor periodes van minstens 8 jaar na oplevering. De jaarlijkse kosten van een 8-jarig all-in contract bedragen 1,0 tot 1,3% van de verwachte jaaropbrengst. Voor één-MW geïnstalleerd en een geschatte opbrengst van 2000 tot 2500 vollasturen met een vergoeding van 0,09 €/kWh betekent dit € 18.000 tot 32.000 per MW per jaar.

Onder de garantie valt het volgende:
- Garantie op levering en installatie van de windturbines inclusief fundatie en netkoppeling.
- Garantie op basis van 95 tot 97% van de gecertificeerde PV-karakteristiek, oftewel de windturbineprestaties los van het windaanbod.
- Garantie op basis van 95 tot 97% van de beschikbaarheid van de windturbines.

Naast de garantie- en onderhoudsovereenkomst dient nog een machinebreukverzekering afgesloten te worden als dekking tegen onheil van buiten af, zoals brand, storm, blikseminslag en vandalisme, en tegen onvoorziene plotseling optredende interne schade als gevolg van materiaal- en productiefouten. Het is de keuze van de windturbine-eigenaar om een bedrijfsschadegevolgverzekering af te sluiten ter dekking van de stilstandkosten na machinebreuk. De kosten van een machinebreukverzekering zijn in de range van 0,6 tot 1,0% van de investeringskosten, afhankelijk van de leverancier en het type turbine. Het eigenrisico bij een machinebreukverzekering is tussen de 2.500 en 7.500 euro per gebeurtenis. Een bedrijfsschadegevolgverzekering kost 0,5 tot 0,6% van de verwachte energieopbrengst, met een wachttijd van 4 à 5 dagen na melding van de machinebreuk. Tabel 4.2 geeft een overzicht van de jaarlijkse onderhouds-, garantie- en verzekeringskosten voor wind op land uitgaande van een vijfjarig onderhouds- en garantiecontract.

Tabel 4.2 *Opbouw onderhouds-, garantie- en verzekeringskosten wind op land*

	Kosten jaar 1 - 5 [€/kW/jaar]	Kosten jaar 6 - 15 [€/kW/jaar]
Onderhouds- en garantiecontracten	8 -11	n.v.t.
Onderhoudscontract	n.v.t.	11 - 15
Machinebreukverzekering (0,6-1,0% van de turbine-investering)	5,4 - 9	5,4 - 9
Eigen risico machinebreukverzekering	1,0	1,0
Machinebreukgevolgverzekering (0,5-0,6% van de verwachte opbrengst)	1,0	1,0
Reservering voor reparaties na jaar 5	n.v.t.	2,2
Totaal	15,4-22 (incl. garantie)	20,6-28,2 (geen garantie)

Grondkosten

In het rapport 'Kosten duurzame elektriciteit; wind op land' (Kooijman en Van Sambeek, 2003a) is op basis van gegevens uit de KEMA Windmonitor en uit gesprekken met verschillende partijen aangegeven dat de jaarlijkse grondkosten voor windturbines in Nederland een spreiding hebben van ca. € 5.000 - 23.000 per geïnstalleerde MW, waarbij het gemiddelde rond de € 10.000 ligt.

Onroerende zaakbelasting

De jaarlijkse OZB voor windturbines bedraagt ca. € 5.000 per geïnstalleerde MW. Bij de berekeningen voor de OZB vormen de zichtbare delen van de windturbine de grondslag voor het bepalen van de hoogte.

Managementkosten

Uit de marktconsultatie is naar voren gekomen dat de kosten van management, beheer en administratie naar verwachting niet zullen afnemen. De administratieve lasten, met name voor producenten van garanties van oorsprong zijn eerder toegenomen. Dit punt is tevens onderkend in de tussenevaluatie van de MEP. De verwachting is dat de administratieve lasten na de aanloopperiode van de MEP af zullen nemen.

4.2 Wind op zee

Tabel 4.3 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003 en de aannames die worden geadviseerd voor de tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Daarnaast is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit het internationaal vergelijk van de kosten voor duurzame elektriciteit uit 2003 opgenomen (Kooijman en Sambeek, 2003b). In de laatste kolom staan de aannames voor de onrendabele topberekening voor 2006 en 2007. Op basis hiervan is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van 9,3-11,1 ct/kWh. De spreadsheetberekening van de onrendabele top is beschikbaar via www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelwindoffshore2006-2007.xls. De aannames voor de onrendabele topberekening voor 2006/2007 zijn hetzelfde als de aannames voor de onrendabele topberekening voor 2004/2005. Ondanks dat de technisch-economische berekeningsaannames ten opzichte van het advies voor 2004/2005 niet zijn gewijzigd, zijn vallen de onrendabele toppen iets anders uit door wijzigingen in de financieel-economische aannames ten opzichte van het advies voor 2004/2005. De wijzigingen in de financieel-economische aannames zijn nader toegelicht in Hoofdstuk 3.

Tabel 4.3 *Technisch-economische aannames wind op zee*

		Uitgangspunten 2003	Internationale bandbreedte	Gegevens NSW en Q7*	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006/2007
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	2000	1675 - 2250	2000 - 2250	2000 - 2250
Vollasturen	[uren/jaar]	3350	-	3350 - 3500	3350 - 3500
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$]	n.v.t.	67 - 101	60 - 90	80
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh$_e$]	2,3	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Economische levensduur	[jaar]	15	n.v.t.	n.v.t.	15
Onbalanskosten	[ct/kWh$_e$]	0,6	-	-	0,6
Netto stroomprijs**	[ct/kWh$_e$]	2,1	-	-	2,6
Onrendabele top	*[ct/kWh$_e$]*	*9,7*	-	-	*9,3 - 11,1*

* Bron: ECN-C--03-058.
** Inclusief onbalanskosten

Investeringskosten huidige projecten

Uit onderzoek naar de internationale bandbreedte van de kosten van wind op zee is geen representatieve inschatting van de investeringskosten van offshore wind op de Nederlandse Noordzee te geven (Kooijman en Sambeek, 2003b). De beschikbare gegevens over de investeringskosten van wind op zee bij NSW en Q7 bevinden zich aan de bovenkant van de internationale bandbreedte. De hogere kosten voor NSW en Q7 houden onder andere verband met projectspecifieke kostenaspecten zoals de weers- en golfomstandigheden op de Noordzee, de waterdiepte en de afstand tot de kust. Daarnaast moet opgemerkt worden dat er internationaal nog slechts beperkt ervaring is met offshore windenergieprojecten, waardoor het moeilijk is een representatief beeld te vormen van de investeringskosten. De voorlopige inschatting van de investeringskosten van NSW en Q7, zoals gepubliceerd in openbare bronnen, wordt daarom overgenomen in de onrendabele topberekeningen voor 2006/2007.

Investeringskosten toekomstige projecten

Toekomstige daling van de investeringskosten hangt sterk af van de internationale ervaringen en implementatiesnelheid van offshore windprojecten en de kennis die opgedaan wordt voor de specifieke Nederlandse situatie. Dankzij de internationaal opgebouwde en op te bouwen ervaring en na de ervaringen met de eerste projecten in Nederland zullen de kosten voor nieuwe windparken op zee naar verwachting dalen. In het onderzoek 'Schatting van de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage voor het behalen van 6.000 MW in 2020' (De Vries en Van Sambeek, 2004) wordt de mogelijke daling van de investeringskosten voor wind op zee in kaart gebracht. In overeenstemming met dit onderzoek zou een aanname van 1850 €/kW voor de investeringskosten voor 2007 verdedigbaar zijn. De aanname van 1850 €/kW is echter gebaseerd op een leercurve die in 2004 begint op 2000 €/kW en is van toepassing op de generatie volgend op NSW en Q7. Omdat toekomstige windparken op zee buiten de 12 mijlszone zullen worden gebouwd, dient de leercurve in Nederland op een kostenniveau te beginnen dat representatief is voor investeringen in Nederland buiten de 12 mijlszone.

Ook in de ons omringende landen lijkt de implementatie van offshore windenergie complexer te zijn dan oorspronkelijk gedacht. Het is daardoor nog onduidelijk wanneer de eerste leereffecten zich in kostenreducties zullen vertalen. ECN en KEMA adviseren het Ministerie van Economische Zaken om de kostenontwikkeling van wind op zee de komende jaren internationaal goed te monitoren om de leereffecten op het juiste moment en met de juiste snelheid 'in te prijzen' bij de berekeningen van de onrendabele top van offshore windenergie.

Onderhouds- en bedrijfskosten

Ramingen voor de jaarlijkse O&M-kosten voor offshore wind komen uit op 4 tot 4,5 % van de investeringskosten (Kooijman en Sambeek, 2003b). Bij de gegeven bandbreedte aan investeringskosten komt dit overeen met 67 tot 101 €/kW per jaar, waarbij een gemiddelde op basis van

de Nederlandse gegevens ligt tussen de 60 en 90 €/kW per jaar. Bij de berekeningen van de onrendabele top is uitgegaan van 80 €/kW/jaar.

Financieringsstructuur
In de onrendabele top berekeningen voor 2004/2005 is een D/E ratio van 65/35 aangenomen. In de marktconsultatie en uit de internationale praktijk is recentelijk meer bekend geworden over de financiering van wind op zee projecten. Dit levert het volgende beeld op. Het is waarschijnlijk dat gezien de grote risico's van wind op zee projecten een projectfinancieringsstructuur met een D/E ratio van 65/35 in eerste instantie niet mogelijk is. De internationale ervaring met de financiering van wind op zee projecten ondersteunt dit beeld (Cleijne en Ruijgrok, 2003). Initieel zal een project gefinancierd worden met een D/E ratio van 50/50. Na een aantal succesvolle bedrijfsjaren, zodra meer bekend is over de daadwerkelijke operationele risico's van het project, kan het project eventueel worden hergefinancierd. De ambitie voor deze herfinanciering zal zich rondom een D/E ratio van 65/35 begeven, maar of dit in de praktijk ook mogelijk is moet nog worden bezien. Om rekening te houden met dit effect is een gevoeligheidsanalyse gedaan met betrekking tot de D/E ratio. De resultaten van deze analyse zijn verwerkt in de bandbreedte van de onrendabele top in Tabel 4.3.

Advies onrendabele top wind op zee
De bandbreedte voor de onrendabele toppen laat zien dat de huidige MEP-subsidie voor wind op zee gebaseerd is op een onrendabele top die in het midden van deze bandbreedte valt. Gegeven de verwachte realisatie van de twee huidig geplande windenergieprojecten op zee in Nederland in 2006-2007, gegeven de benodigde additionele steun voor beide projecten, en gegeven dat binnen deze periode geen nieuwe projecten kunnen worden verwacht, wordt geadviseerd om de hoogte van de MEP-subsidie voor wind op zee in de jaren 2006 en 2007 te handhaven op het niveau van 2003, 2004 en 2005.

4.3 Zuivere biomassa in centrales

Tabel 4.4 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003/2004/2005 en de eerste helft van 2006 en de aannames die worden geadviseerd voor de tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Op basis van deze aannames is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van 6,6 ct/kWh. De berekening van de onrendabele top is beschikbaar via hyperlink.

Tabel 4.4 *Technisch-economische aannames zuivere biomassa in centrales*

		Uitgangspunten		Advies t.b.v. MEP-tarieven	
		2003	2004/2005	2006	2007
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	220	220	220	220
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	7000	7000	7000	7000
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	0,25	0,25	0,25	0,25
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	0,95	0,95	0,95	0,95
Energie-inhoud secundaire brandstof	[[illegible] n]	10	17	17,5	17,5
Brandstofkosten	[€/GJ]	6,0	6,5	6,0	6,0
Brandstofkosten	[€/ton]	60	110,5	102	102
Elektrisch rendement	[%]	37,5	37,5	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	24,1	24,1	24,1	24,1
Economische levensduur	[jaar]	15	10	10	10
Vermeden brandstofkosten	[€/ton]	40	40	40	40
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	93,3	93,3	93,3	93,3
Onrendabele top	*[ct/kWh_e]*	*7,7*	*7,0*	*6,6*	*6,6*

Referentietechnologie en -brandstof
Voor de berekening van de onrendabele top wordt uitgegaan van houtpellets als referentiebrandstof. Bij het bepalen van de berekeningsaannames voor de MEP-tarieven voor 2003 is het meestoken van niet-verontreinigde zuivere biomassa als maatgevend beschouwd voor de inzet van zuivere biomassa in centrales (ECN/KEMA, 2002). Vanuit operationeel oogpunt verdient het de voorkeur om een brandstof te kiezen met specificaties die dicht in de buurt van kolen liggen. Houtpellets voldeden daar op dat moment het best aan. Derhalve is voorgesteld om voor de periode 2004 tot en met eerste helft 2006 houtpellets als referentiebrandstof voor het meestoken van zuivere biomassa in centrales te beschouwen. Aanvullend onderzoek uitgevoerd in 2003 naar de wenselijkheid van differentiatie MEP binnen de categorie zuivere biomassa grootschalig (Novem/KEMA, 2003a) heeft aangetoond dat naast houtpellets ook andere biogene brandstoffen worden ingezet in centrales. Met uitzondering van bio-olie zijn deze brandstoffen goedkoper dan houtpellets. Het investeringsniveau en/of operationale kosten zijn daarentegen hoger. De kostenfactoren blijken elkaar binnen een zekere bandbreedte te compenseren zodat houtpellets als representatief mogen worden beschouwd.

Als uitvloeisel van de tussenevaluatie, waarin is aangegeven dat ook voor de toepassing van zuivere biomassa in centrales een MEP periode van 10 jaar dient te gelden is nader onderzoek gedaan naar de ontwikkelingen op de Nederlandse en internationale markt van biobrandstoffen, die geschikt zijn voor inzet in centrales (Pfeiffer en De Vries, 2004b). Uit het onderzoek blijkt dat op dit moment een breed scala aan biomassa brandstoffen in centrales wordt ingezet, onder andere palmpitten, cacaodoppen, olijfpitten, plantaardige oliën en vetten, dierlijk afval, slib, houtafval en houtpellets. Het nationale aanbod van al deze stromen is beperkt. Bovendien is de beschikbaarheid van veel stromen afhankelijk van de marktontwikkelingen in aanpalende markten, zoals de voedselindustrie. De mate waarin de diverse biomassa brandstoffen zullen worden ingezet kan dan ook van jaar tot jaar sterk verschillen. Voor houtpellets is internationaal ruim voldoende aanbod beschikbaar en is sprake van een ten opzichte van andere biobrandstoffen gezien stabiele markt. Ook in andere landen, zoals Denemarken en het Verenigd Koninkrijk, richt men zich voor de inzet van biomassa in kolencentrales vooral op houtpellets. Door de beleidsontwikkelingen op duurzaam energiegebied in verschillende EU lidstaten is de internationale markt voor houtpellets de laatste paar jaar bovendien sterk gegroeid en is deze ook transparanter geworden. Hierdoor kan de ontwikkeling van de houtpelletprijzen op basis van internationaal beschikbare marktgegevens redelijk goed gemonitord worden. Voor de berekening van de onrendabele top wordt daarom uitgegaan van houtpellets als referentiebrandstof.

Brandstofkosten
Onderzoek wijst uit dat de prijzen van houtpellets in Nederland *aan de poort van de centrale* op dit moment rond de 7 tot 7,5 €/GJ bedragen. Hierbij moet worden opgemerkt dat de kosten van intercontinentaal zeetransport over het afgelopen jaar sterk gestegen zijn. Deze recente stijging van transportkosten is, zo wordt verwacht, een tijdelijk effect dat op de korte tot middellange termijn speelt. De transportkosten voor houtpellets bedragen op dit moment rond de 1,75 €/GJ.

Op de middellange termijn wordt verwacht dat de houtpelletprijs zal stabiliseren rond de 6 €/GJ met een bandbreedte van 5,6 tot 6,4 €/GJ. Deze daling houdt verband met de volgende factoren:
- Toename van het aanbod door verdere ontwikkeling van de internationale markt voor houtpellets, de opkomst van nieuwe aanbod landen, en de in bedrijfstelling van meer grootschalige pelletfabrieken.
- Normalisering van de internationale transportkosten, mede door groei continentale markten.
- Doordat de markt zich instelt op de levering van houtpellets voor inzet in centrales kan de aanbodketen efficiënter georganiseerd worden.

De genoemde stijging van de transportkosten geldt ook voor kolen. De aanname voor de kolenprijs is evenals de houtpelletprijs gebaseerd op een inschatting van een lange termijn gemiddelde. Op dit moment liggen de kolenprijzen door de gestegen transportkosten echter op een veel

hoger niveau. De huidige hoge kolenprijzen zijn niet in de onrendabele topberekening meegenomen, omdat hier eveneens een normalisering van het prijsniveau verwacht wordt op de middenlange termijn. Omdat de onrendabele top van zuivere biomassa in centrales ten opzichte van de kolenprijs berekend wordt, zou een groot deel van de stijging van de transportkosten voor houtpellets en kolen tegen elkaar wegvallen als wel met de huidige hogere prijzen zou worden gerekend. Wel moet opgemerkt worden dat, gezien de lagere energiedichtheid, houtpellets gevoeliger zijn voor een toename van de transportkosten dan kolen.

Investeringskosten
In de afgelopen tijd hebben zich geen ontwikkelingen voorgedaan die aanleiding geven tot een aanpassing op het gebied van investeringskosten. Omdat het bij de inzet van biomassa in centrales om grootschalige projecten gaat, waarvan er niet veel zullen worden uitgevoerd, is een leercurve bij deze techniek niet aanwezig.

Onderhouds- en bedrijfskosten
In de afgelopen tijd hebben zich geen ontwikkelingen voorgedaan die aanleiding geven tot een aanpassing op het gebied van onderhouds- en bedrijfskosten. Door de toegenomen ervaring met de inzet van biomassa in Nederlandse centrales is inmiddels wel duidelijk geworden dat de operationele risico's zeer omvangrijk kunnen zijn bij brandstoffen die niet passen bij de operationele mogelijkheden van de centrale. Meer dan ooit wordt daarom zorg besteed aan inkoop op specificatie, zorgvuldige voorbewerking, blending en dosering en tot slot monitoring. Deze trend onderstreept de keuze voor houtpellets als referentiebrandstof.

Toekomstige aanpassingen biomassaprijs
In de Tussenevaluatie van de MEP is het Ministerie van Economische Zaken tot de conclusie gekomen dat "*een vast langjarig subsidiebedrag met een maximale looptijd van 10 jaar…vanuit de Staat wenselijk is*." Hiermee wordt voornamelijk beoogd meer investeringszekerheid te verschaffen, maar er wordt aan toegevoegd: "*Randvoorwaarde voor een dergelijk langjarig subsidiebedrag is dat het risico dat de Staat achteraf bezien…te veel heeft betaald, moet worden ondervangen. Dit zal voorkomen worden door een ingreep in bestaande subsidiebeschikkingen door een verlaging van het subsidiebedrag mogelijk te maken wanneer sprake is van gedaalde brandstofprijzen*." (Ministerie van Economische Zaken, 2004, p.4).

De mogelijkheid van ingrijpen van de overheid in de subsidiebeschikking doet de beoogde zekerheid van een 10-jarig subsidiebedrag voor een belangrijk deel teniet. Het is daarom zaak de voorwaarden waaronder een dergelijk ingrijpen door de overheid mogelijk is duidelijk vast te leggen. In zijn brief aan de Tweede Kamer geeft de Minister aan in nauw overleg met de sector en andere betrokkenen de beleidsregels voor het ingrijpen in de subsidiebeschikkingen te willen vaststellen.

Tijdens de consultatiegesprekken naar aanleiding van het concept advies en het rapport ten aanzien van de lange termijn biomassaprijzen is vanuit de markt voorgesteld om als nadere invulling van het voorstel uit de tussenevaluatie een bandbreedte vast te stellen waarbinnen de biomassaprijzen vrij mogen bewegen zonder ingrijpen van de overheid in de reeds afgegeven subsidiebeschikkingen. Een brief van EnergieNed aan de Vaste kamercommissie van Economische Zaken van 18 oktober 2004 in reactie op de Tussenevaluatie MEP wijst in dezelfde oplossingsrichting. Als referentie voor de biomassaprijs is de prijs van houtpellets voorgesteld. Wanneer de prijs gedurende een nader te bepalen periode onder of boven deze bandbreedte ligt is dit de aanleiding om het MEP-tarief opnieuw te berekenen. Aanpassing is in dit voorstel dus zowel naar boven als naar onder mogelijk. Om vast te stellen hoe de biomassaprijzen zich ontwikkelen dient een monitoring programma te worden opgezet dat de inzet en prijzen van biomassa (in het bijzonder houtpellets) in Nederland monitort.

Daarnaast dienen ook de internationale marktbewegingen voor houtpellets periodiek in kaart te worden gebracht. Omdat de prijs voor houtpellets voor een belangrijk deel op de internationale markt bepaald wordt, hoeft de overheid niet te vrezen voor een mogelijke prijsopdrijving. Bovendien dient de prijsontwikkeling van kolen in de monitoring betrokken te worden, omdat juist het prijsverschil tussen de biobrandstof en kolen in €/GJ bepalend is voor de rentabiliteit van het meestoken in centrales.

Naar de mening van ECN en KEMA doet dit voorstel vanuit de markt recht aan de onzekerheden in de prijsbewegingen op de houtpelletmarkt op korte en lange termijn en de bandbreedte die hierboven gerapporteerd is ten aanzien van de huidige en verwachte toekomstig houtpelletprijzen. Daarnaast biedt het voorstel een praktische wijze om zekerheid te bieden aan de markt en het risico voor overstimulering voor de overheid te beperken. ECN en KEMA bevelen dan ook aan om bovengenoemde oplossingsrichting in overleg met de markt verder te verkennen.

4.4 Diermeel in centrales

Naar aanleiding van onderzoek van Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003a) is per 2004 het meestoken van diermeel als aparte categorie in de MEP ingedeeld. Voor de berekeningsaannames weergegeven in Tabel 4.5 is in hoofdzaak uitgegaan van de opgaven van marktpartijen in het kader van het onderzoek door Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003a).

Tabel 4.5 *Technisch-economische aannames diermeel in centrales*

		Aannames MEP-tarieven 2004/2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006	2007
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	310	310	310
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	7000	7000	7000
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	1,07	1,07	1,07
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	3,66	3,66	3,66
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	10,8	10,8	10,8
Brandstofkosten	[€/GJ]	-2,8	-1,9	-1,9
Brandstofkosten	[€/ton]	-30,2	-20	-20
Elektrisch rendement	[%]	37,5	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	24,1	24,1	24,1
Vermeden brandstofkosten	[€/ton]	40	40	40
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	93,3	93,3	93,3
Onrendabele top	*[ct/kWh_e]*	*2,1*	*3,0*	*3,0*

Diermeelprijs

De prijs van diermeel is sterk in beweging. Door scheiding van diermeel in categorieën met verschillende gezondheidsrisicoprofielen en door de opkomst van nieuwe verwerkingsmethodes voor hergebruik van deze verschillende categorieën diermeel stijgt de vraag uit andere sectoren en daalt het aanbod voor de elektriciteitsproductiesector. Ook stijgt de export van diermeel naar onder andere Duitsland. Door deze ontwikkelingen stijgen de prijzen voor diermeel. Op dit moment bevindt de prijs van diermeel voor meestook in centrales zich rond de -20 €/ton. Op de lange termijn wordt verwacht dat door het in toenemende mate beschikbaar komen van alternatieve verwerkingsmethoden en het beperkte aanbod de prijs richting de 0 €/ton zal bewegen.

Advies MEP-subsidie voor diermeel
Voor het handhaven van de ladder van Lansink is het van belang dat de MEP-subsidie er niet toe leidt dat afvalstromen die elders goedkoper verwerkt kunnen worden door de hoogte van de subsidie toch in centrales, zelfstandige biomassa-installaties of afvalverbrandingsinstallaties worden ingezet. De aanname met betrekking tot de diermeelprijs in de onrendabele topberekeningen mag vanuit dit oogpunt dan ook niet meebewegen met de prijsontwikkeling van bepaalde categorieën diermeel voor hergebruik. In de onrendabele topberekening voor de inzet in centrales dient de aanname voor de diermeelprijs te zijn gebaseerd op de laagste kwaliteit diermeel, waarvoor geen alternatieve verwerkingsmethode beschikbaar is. De prijzen van deze kwaliteit diermeel liggen op dit moment rond de -20 €/ton. Op dit moment is de inzet van diermeel goed voor ongeveer een derde van de elektriciteitsproductie uit biomassa in Nederland. Door de opkomst van nieuwe verwerkingsmethoden voor hergebruik en de dalende hoeveelheid slachtafval zal de betekenis van diermeel voor elektriciteitsproductie uit biomassa bij centrales afnemen. Deze trend kan alleen gekeerd worden als de MEP-subsidie voldoende hoog is om te concurreren met alternatieve verwerkingsmethoden. Vanuit het maatschappelijk oogpunt van het stimuleren van hergebruik van materialen en efficiënte inzet van MEP-subsidies is het dus niet wenselijk om het meestoken van diermeel in centrales nog langer te ondersteunen.

4.5 Mengstromen in centrales

Tabel 4.6 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003/2004/2005 en de aannames die worden geadviseerd voor de tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Op basis van deze aannames is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van 3,4 ct/kWh. De onrendabele topberekening is beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelmengstromen2006-2007.xls.

Tabel 4.6 *Technisch-economische aannames mengstromen in centrales*

		Bandbreedte o.b.v. cases	Aannames MEP-tarieven 2003/2004/2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	[€/kW_{th}]	600 - 900	750	750
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	6500 - 7500	7000	7000
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	1,0 - 1,2	1,1	1,1
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	1,5 - 2,5	2,0	2,0
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	15	15	15
Fractie biogeen materiaal[1]	[%]	80	80	80
Brandstofkosten	[€/ton]	-50 tot -40	-45	-45
Elektrisch rendement	[%]	30,0 - 33,0	31,5	31,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	24,1	24,1	24,1
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	78,8	78,8	78,8
Vermeden brandstofkosten	[€/ton]	35 - 40	40	n.v.t.
Economische levensduur	[jaar]	15	15	15
Onrendabele top	*[ct/kWh]*	-	*2,9*	*3,6*

[1]Percentage op energiebasis.

Voor de onrendabele topberekeningen in het kader van het vaststellen van de MEP-tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007 wordt geadviseerd dezelfde aannames te hanteren als bij de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2003, 2004 en 2005. Sinds het vaststellen van de aannames voor de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven voor 2003 is geen wezenlijke nieuwe informatie boven gekomen die tot een wijziging in de berekeningsaannames

leidt. Door wijzigingen in de financieel-economische aannames komt de onrendabele top echter wel hoger uit. Het gaat hier specifiek om wijzigingen in de aannames voor de vennootschapsbelasting en de EIA. De wijzigingen in de financieel-economische aannames worden nader toegelicht in Hoofdstuk 3.

4.6 Zelfstandige biomassa-installaties

Evenals voor de inzet van zuivere biomassa in centrales bestaat voor de inzet van zuivere biomassa in zelfstandige biomassa-installaties een groot pallet aan mogelijke brandstoffen, schaalgrootten en technologieopties. Daarom is het ook hier noodzakelijk om een referentie brandstof-technologie combinatie vast te stellen die maatgevend is voor de kosten van zelfstandige biomassa-installaties. Ten behoeve van de onrendabele top berekeningen in het kader van de tariefvaststelling voor 2004 en 2005 is bepaald dat de verbranding van schone houtsnippers binnen de categorie zelfstandige biomassa-installaties als maatgevend wordt beschouwd (ECN/KEMA, 2003). Deze referentie is in dit advies overgenomen. Overeenkomstig de analyse van de lange termijn internationale prijsontwikkeling van houtsnippers voor meestook (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003a) wordt de brandstofprijs voor zelfstandige biomassa-installaties voor 2004 en 2005 vastgesteld op 4 €/GJ.

Tabel 4.7 en Tabel 4.8 geven een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003/2004/2005 en de aannames die worden geadviseerd voor de berekening van de onrendabele top voor de tweede helft 2006 en 2007 voor zelfstandige biomassa installaties. Ook is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit een internationaal vergelijk van de kosten van zelfstandige biomassa-installaties opgenomen (Ruijgrok en Sambeek, 2003b). In verband met schaalvoordelen bij grotere projecten wordt onderscheid gemaakt naar kleinschalige installaties met een vermogen <5 MW_e en grootschaliger installaties van ca. 30 MW_e. Overwegend wordt geadviseerd dezelfde aannames te hanteren als bij de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2003, 2004 en 2005. Slechts wordt - in overeenstemming met de huidige initiatieven in de markt - de aanname met betrekking tot het thermisch rendement bij grootschalige zelfstandige biomassa-installaties verlaagd van 7,5% naar 0%. Daarnaast is de economische levensduur aangepast van 15 jaar naar 10 jaar. Dit volgt uit de MEP Tussenevaluatie. In de Tussenevaluatie is gesteld dat de onrendabele top voor projecten waarbij de exploitatie na 10 jaar niet rendabel is dient te worden berekend uitgaande van een economische levensduur van 10 jaar, zie ook Paragraaf 0. Op basis van deze aannames is voor 2006/2007 voor kleinschalige en grootschalige zelfstandige biomassa-installaties een onrendabele top berekend van respectievelijk 14,5 en 10,8 ct/kWh. De berekening van de onrendabele top is beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelzelfstandigebiomassa-installaties2006-2007.xls.

Tabel 4.7 *Technisch-economische aannames kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties (<5 MW_e)*

		Uitgangs-punten 2003	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt[4]	MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	[€/kW_e]	6000	3500 - 4000	4600 - 7265	4000	4000
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	5500	-	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e]	300	n.v.t.	453 - 477	400	400
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	3,5	2,1 - 3,0	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	0,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	-	8,6 - 15	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	60	-	n.v.t.	40	40
Brandstofkosten	[€/GJ]	6,0	-	0,1 - 4,7	4,0	4,0
Elektrisch rendement	[%]	20	-	14 - 15	20	20
Economische levensduur	[jaar]	15	-	-	10	10
Thermisch rendement	[%]	20	-	30 - 31,5	20	20
Vermeden brandstofkosten	[€/m^3]	0,12	-	-	0,12	0,12
Netto stroomprijs	[ct/kWh_e]	2,7	-	-	2,7	3,2
Onrendabele top	*[ct/kWh_e]*	*19,7*	-	-	*15,9*	*14,5*

Tabel 4.8 *Technisch-economische aannames grootschalige zelfstandige biomassa-installaties (ca. 30 MW_e)*

		Uitgangs-punten 2003	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt[5]	MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2006
Investeringskosten	[€/kW_e]	3660	2350 - 2700	2790 - 3010	2900	2900
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	7000	-	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e]	100	150 - 230	250 - 263	250	250
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	3,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	0,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	-	8,5 - 15	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	60	-	-	40	40
Brandstofkosten	[€/GJ]	6,0	-	0,1 - 4,7	4,0	4,0
Elektrisch rendement	[%]	25	-	30	30	30
Thermisch rendement	[jaar]	45	-	7,5	7,5	0
Economische levensduur	[%]	15	-	-	10	10
Vermeden brandstofkosten	[€/m^3]	0,12	-	-	0,12	n.v.t.
Netto stroomprijs	[ct/kWh_e]	2,7	-	-	2,7	3,2
Onrendabele top	*[ct/kWh_e]*	*8,5*	-	-	*10,5*	*10,7*

4.7 Afvalverbrandingsinstallaties

Tabel 4.9 geeft een overzicht van de technisch-economische aannames die zijn gehanteerd voor het berekenen van de onrendabele toppen van elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Daarbij is gedifferentieerd naar het elektrisch rendement. Dit is gedaan met het oog op een mogelijke staffeling van het MEP-tarief, zoals aangegeven in de tussenevaluatie van de MEP (zie Paragraaf 0). De aannames hebben uitsluitend betrekking op de kosten die toe te rekenen zijn aan het elektriciteitsproductiegedeelte van de AVI. Tabel 4.9 geeft eveneens de onrendabele toppen voor elektriciteitsproductie bij AVIs als functie van het rendement. De onrendabele top is berekend over *bruto* elektriciteitsproductie van een AVI afkomstig van zowel de *biogene* als de *niet-biogene* fractie van het afval dat de afvalverbrandingsinstallatie in gaat. In de berekening van de onrendabele toppen is verondersteld dat de inkomsten uit levering van elektriciteit aan het afvalbedrijf gelijk zijn aan de inkomsten uit levering aan het openbare net. De berekening van deze onrendabele toppen is beschikbaar via hyperlink.

[4] Omvat de opties verbranding van schoon hout en B-hout, zie Tabel 2.1 (Ruijgrok en Sambeek, 2003b).
[5] Op basis van verbranding van schoon hout en B-hout, zie Tabel 2.1 in (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003b).

Tabel 4.9 *Technisch-economische aannames elektriciteitsproductiebedrijf bij afvalverbrandingsinstallaties (500 kton/jr)*

Rendementsklasse		Laag	Standaard	Upgraded	Hoog
Bruto elektrisch rendement	[%]	17	23,5	29	32
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	2.400	2.080 (2.030-2.120)	2.080 (1.900-2.220)	2.370 (2.230-2.510)
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	8.320	8.060	7.800	7.500
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
Netto stroomprijs	[ct/kWh$_e$]	3,2	3,2	3,2	3,2
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20	20
*Onrendabele top***	*[ct/kWh$_e$]*	*1,8*	*1,5*	*1,7*	*2,6*

* De bovenkant van de bandbreedte geldt voor een uitbreiding met één lijn van 250 kton/jr.

** De onrendabele top is bepaald aan de hand van de bruto elektriciteitsproductie van het biogene én het niet-biogene deel van het afval.

Opsplitsing AVI in afval- en energiebedrijf

In de tussenevaluatie van de MEP is door EZ geconcludeerd dat bij het berekenen van de onrendabele top ten behoeve van het vaststellen van de MEP-subsidie wenselijk is om slechts uit te gaan van de kosten van het elektriciteitsproductie gedeelte van de AVI. De onrendabele top wordt daarom berekend voor het energiebedrijf van de AVI. Dit heeft het voordeel dat onzekerheden in de kosten het afvalbedrijf en de hoogte van de afvalverwerkingstarieven geen rol meer spelen in de onrendabele topberekening voor de elektriciteitsproductie. Om de onrendabele top van het elektriciteitsproductiegedeelte apart te kunnen berekenen, dienen de investeringskosten en operationele en onderhoudskosten van de gehele AVI te worden opgesplitst in een afverwerkingsdeel en in een energieopwekkingsdeel. De verdeling van investerings- en O&M kosten is op basis van consensus met de AVI-sector tot stand gekomen na een analyse van de investeringskosten op systeemniveau.

Verdeelsleutel van de investeringen:

- Afvalbedrijf: alle systemen die met de verbranding van afval (rooster), de rookgasreiniging en de reststoffenbehandeling te maken hebben.
- Energiebedrijf: alle systemen die met de opwekking van elektriciteit te maken hebben, vanaf stoomketel tot en met netinpassing.
- Afval- en energiebedrijf: hulpsystemen, gebouwen, reservedelen en voorbereidingskosten.

Wanneer geconstateerd wordt dat de kosten zowel tot het afvalbedrijf als tot het energiebedrijf behoren, dan is binnen de daaronder vallende categorieën een nadere verdeelsleutel gemaakt op basis van algemeen geaccepteerde kengetallen. Voorbereidingskosten zijn omgeslagen naar rato van de investeringskosten in het afval- en het energiebedrijf. Bij het bepalen van de investeringskosten van het energiebedrijf is rekening gehouden met additionele kosten die een AVI zou moeten maken in het geval wordt afgezien van de opwekking van elektriciteit.

Verdeelsleutel van de operationele kosten:

- Afvalbedrijf: alle inkomsten en uitgaven die te maken hebben met afval en de daaruit voortkomende reststoffen.
- Energiebedrijf: alle inkomsten die te maken hebben met de levering van elektriciteit en warmte aan het afvalbedrijf en elektriciteit aan het net.
- Afval- en energiebedrijf: verzekering, onderhoud en personele kosten.

Wanneer de operationele kosten behoren tot het afvalbedrijf en het energiebedrijf dan is binnen de daaronder vallende categorieën een nadere verdeelsleutel gemaakt. Bij verzekering en onderhoud is dit gedaan naar rato van de investeringen in het energie- en afvalbedrijf. Bij de personele

kosten is geanalyseerd hoeveel fte het energiebedrijf vraagt. Bij het bepalen van de operationele kosten van het energiebedrijf is rekening gehouden met additionele kosten die een AVI zou moeten maken in het geval wordt afgezien van de opwekking van elektriciteit.

Investeringskosten
Van een aantal initiatieven en lopende realisatietrajecten van AVI's in Nederland is de investeringskosten bepaald. Daartoe is informatie aangereikt door 4 marktpartijen. Het betreft projecten waarbij op bestaande locaties 1 of 2 lijnen worden bijgebouwd met een lijncapaciteit van tussen 180 en 250 kton/a. Daarnaast is bij een vooraanstaande leverancier die ook in Nederland AVI's bouwt gevraagd all-in budgetprijzen op te geven van een AVI bestaande uit twee lijnen met een jaarcapaciteit van 500 kton. Tot slot is een verificatie uitgevoerd door gebruik te maken van de inzichten zoals gerapporteerd in de openbare studie "AVI 2005" (Rijpkema, 2001). Aldus is een beeld verkregen van de variatie in investeringskosten van het energiebedrijf als functie van het rendement.

Operationele kosten
Bij de bepaling van de operationele kosten zijn de kengetallen leidend geweest die door de marktpartijen zijn aangegeven. Daar waar deze niet toereikend waren, zijn deze aangevuld met algemeen gangbare kengetallen die gebruikt worden bij de ontwikkeling van AVI-projecten (Rijpkema, 2001). Omdat het projecten betreft waarbij sprake is van uitbreiding op bestaande locaties zijn de aan het energiebedrijf toe te schrijven operationele kosten lager dan wanneer sprake van nieuwbouw op een nieuwe locatie. De kostenvoordelen van schaalvergroting op een bestaande locatie zijn dan ook verdisconteerd.

Elektrisch rendement
Het elektrisch rendement is te typeren als een bruto elektrisch rendement van het energiebedrijf, waarbij de elektriciteitsproductie wordt gemeten aan de klemmen van de generator. Bij de bepaling van de onrendabele top wordt geen rekening gehouden met de levering van warmte aan derden. Dit vanwege het feit dat warmtelevering op deze schaalgrootte niet vanzelfsprekend is en vanwege het gehanteerde uitgangspunt dat het "warmtebedrijf" net als het afvalbedrijf en het energiebedrijf sec op zijn eigen rentabiliteit beoordeeld moet worden.

4.8 Stortgas

Tabel 4.10 geeft de technisch-economische kengetallen voor elektriciteitsproductie uit stortgas. Omdat de inzichten sinds het onderzoek in het kader van de MEP-tarieven voor 2004 en 2005 niet zijn gewijzigd, wordt geadviseerd om de aannames van de onrendabele topberekeningen voor stortgas voor de MEP-tarieven van 2004/2005 te handhaven. Op basis van deze aannames is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van 1,3 ct/kWh. De berekening van de onrendabele top is beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelvergisting2006-2007.xls.

Tijdens de marktconsultatie is een fout in de invoer van de energie-inhoud van de brandstof in het onrendabele topmodel geconstateerd. Door correctie van deze fout wordt de onrendabele top verhoogd van 0,6 €ct/kWh in het concept advies naar 1,3 €ct/kWh. Verder wijkt de onrendabele toppen door wijzigingen in de financieel-economische aannames af van de onrendabele top uit het advies voor 2004/2005. Een van de belangrijkste wijzigingen in de financieel-economische aannames voor stortgas is dat in tegenstelling tot voorgaande jaren stortgas nu wel in aanmerking komt voor de EIA, mits sprake is van elektrisch rendement van groter dan 35% (Senter, 2004). De overige wijzigingen in de financieel-economische aannames worden nader toegelicht in Hoofdstuk 3.

Tabel 4.10 *Technisch-economische aannames stortgas*

		Aannames MEP-tarieven 2003	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	376	1000	1000
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	7000	6500	6500
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$]	n.v.t.	128	128
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh$_e$]	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	19,2 MJ/m^3	19,2 MJ/m^3
Brandstofkosten	[€/m^3]	0	0,01	0,01
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35
Stroomprijs	[ct/kWh$_e$]	2,7	2,7	3,2
Economische levensduur	[jaar]	15	10	10
Onrendabele top	*[ct/kWh$_e$]*	*-1,6*	*2,1*	*1,3*

4.9 RWZI's en AWZI's

Tabel 4.11 geeft de technisch-economische kengetallen zoals die door Novem en KEMA (2003b) zijn bepaald en aangevuld met informatie van marktpartijen. Bij de berekening van de onrendabele toppen voor 2004 en 2005 is gekozen voor een nieuwe referentie. Hierin zijn in tegenstelling tot de berekeningen voor de MEP-tarieven voor 2003 de additionele kosten voor de gasonttrekking en gasreiniging meegerekend (De Lange en Van Sambeek, 2003). Aangenomen wordt dat de kosten voor de bouw en exploitatie van het vergistingsdeel voor rekening van de exploitant van de zuiveringsinstallatie is. Deze is door vermeden kosten als gevolg van verminderde slibproductie in staat om deze installatie op rendabele wijze te exploiteren. Er wordt vanuit gegaan dat met name de vermeden inkoopkosten voor elektriciteit bepalend zijn bij de beslissing omtrent het investeren in additionele elektriciteitsproductie. De geproduceerde warmte wordt nuttig ingezet in het gistingsproces. Omdat de inzichten sinds het onderzoek in het kader van de MEP-tarieven voor 2004 en 2005 niet zijn gewijzigd, wordt geadviseerd om de aannames van de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2004/2005 te handhaven. Op basis van deze aannames is voor 2006 en 2007 een onrendabele top berekend van -1,8 tot -1,0 ct/kWh. De berekening van de onrendabele top is beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelawziwzi2006-2007.xls.

Tabel 4.11 *Technisch-economische aannames elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's*

		Uitgangspunten 2003	Advies MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	[€/kW$_e$]	376	1450-1900[1]	1450-1900[2]
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	7000	7000	7000
Vaste O&M-kosten	[€/kW$_e$]	n.v.t.	175	175
Variabele O&M-kosten	[€/kWh$_e$]	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	22 MJ/m^3	22 MJ/m^3
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Vermeden stroomkosten	[ct/kWh]	-	7,0	7,0
Elektrisch rendement	[%]	35	35	35
Economische levensduur	[jaar]	15	10	10
Onrendabele top	*[ct/kWh$_e$]*	*-1,6*	*-2,0 tot -1,3*	*-1,8 tot -1,0*

[1] De laagste waarde geldt voor RWZI's, de hoogste waarde voor AWZI's.
[2] Uitgaande van een capaciteit van 1 tot 15 MW$_e$.

4.10 Kleinschalige waterkracht

Tabel 4.12 geeft een overzicht van de technisch-economische aannames voor de onrendabele topberekeningen voor kleinschalige waterkracht. Geadviseerd wordt om de aannames van de onrendabele topberekeningen voor waterkracht voor de MEP-tarieven van 2003/2004/2005 te handhaven. Ondanks dat de technisch-economische berekeningsaannames ten opzichte van het advies voor 2004/2005 niet zijn gewijzigd, wijken de onrendabele toppen door wijzigingen in de financieel-economische aannames af van de onrendabele toppen uit het advies voor 2004/2005. Het gaat specifiek om de aannames met betrekking tot de EIA, de stroomprijs en de vennootschapsbelasting. De wijzigingen in de financieel-economische aannames worden nader toegelicht in Hoofdstuk 3. De berekening van de onrendabele top is beschikbaar via http://www.-renewable-energy-policy.info/mep/docs/2007/ot-modelwaterkracht2006-2007.xls.

Tabel 4.12 *Technisch-economische aannames kleinschalige waterkracht*

		Internationale bandbreedte [1]	Aannames t.b.v. MEP-tarieven 2003/2004/2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	[€/kW_e]	2800-4500	3560	3560
Bedrijfstijd	[uren/jaar]	ca. 2800	2950	2950
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e]	ca. 32	n.v.t.	n.v.t.
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	n.v.t.	1,1	1,1
Stroomprijs	[ct/kWh_e]	-	2,7	3,2
Economische levensduur	[jaar]	-	20	20
Onrendabele top	*[ct/kWh_e]*	-	*12,4*	*12,9*

[1] Uitgaande van een capaciteit van 1 tot 15 MW_e.

5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT TWEEDE HELFT 2006 EN 2007

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd een advies op te stellen met betrekking tot de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit voor nieuwe projecten in de periode vanaf juli 2006 tot eind 2007. 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. De technisch- en financieel-economische aannames ten behoeve van de onrendabele top berekeningen zijn onderbouwd in de Hoofdstukken 3 en 4[6]. De spreadsheets met de onrendabele topberekeningen per categorie zijn beschikbaar via http://www.renewable-energy-policy.info/mep/2007.html. Tabel 5.1 geeft een overzicht van de onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit voor 2006 en 2007[7].

Tabel 5.1 *Onrendabele toppen duurzame elektriciteit 2006 en 2007*

Onrendabele top [ct/kWh]	2003	2004	2005-2006[1]	2006[2]	2007
AWZI/RWZI	-1,6	-2,0 tot -1,3	-2,0 tot -1,3	-1,8 tot -1,0	-1,8 tot -1,0
Stortgas	-1,6	2,1	2,1	1,3	1,3
Centrales					
– Bijstoken mengstromen	2,9	2,7 - 3,1[3]	2,7 - 3,1	3,6	3,6
– Meestook zuivere biomassa	7,7	7,0	7,0	6,6	6,6
Meestook diermeel	-	2,1	2,1	3,0	3,0
Afvalverbrandingsinstallaties					
– laag rendement - 16,5%	-	-	-	1,8	1,8
– standaard - 23%	0,2	-	-	1,5	1,5
– upgraded - 28,5%	-	-	-	1,7	1,7
– hoog rendement - 31,5%	2,8	-	-	2,6	2,6
Windenergie					
– wind op land	7,8	7,8	7,7	6,5	6,5
– wind op zee	9,7	9,2 - 11,4	9,2 - 11,4	9,3 - 11,1	9,3 - 11,1
Zelfstandige bio-energie centrales					
– Kleinschalig (<5 MWe)	19,7	15,9	15,9	14,5	14,5
– Grootschalig (ca. 30 MWe)	8,5	10,5	10,5	10,7	10,7
Waterkracht	9,8	12,4	12,4	12,9	12,9

[1] Tot 1 juli.
[2] Na 1 juli.
[3] Gebaseerd op een spreiding van het aandeel biogeen materiaal van 70 tot 80%.

De onrendabele toppen van zelfstandige biomassa-installaties, waterkracht en wind op zee blijven min of meer gelijk over de jaren. Door aanpassingen in de financieel-economische aannames (Hoofdstuk 3) daalt de onrendabele top van stortgas en stijgt de onrendabele top van bijstook van mengstromen. Met name door de verhoging van het aantal vollasturen van 1800 naar 2000 daalt de onrendabele top van wind op land. Deze verhoging van het aantal vollasturen vloeit voort uit de tussenevaluatie van de MEP (zie Paragraaf 0).

Voor AVI's is de onrendabele top voor de tweede helft 2006 en 2007 in gevolge de tussenevaluatie van de MEP (zie Paragraaf 0) gebaseerd op alleen het elektriciteitsproductie gedeelte van de

[6] bijlage A geeft een overzicht van de wijzigingen in de berekeningsaannames ten opzichte van vorig jaar en het concept advies. Bijlage A en 0 geven een overzicht van de technisch-economische berekeningsaannames voor de tweede helft 2006 en 2007.

[7] De onrendabele toppen zijn mede gebaseerd op de voorstellen voor een verlaging van de EIA en de vennootschapsbelasting. Indien deze voorstellen wijzigen ten opzichte van de aannames die in dit advies zijn opgenomen, dienen de onrendabele toppen opnieuw te worden berekend.

AVI. De investerings- en operationele kosten die samenhangen met het afvalbedrijf zijn in de onrendabele top berekening buiten beschouwing gelaten.

Advies onrendabele top wind op zee
De bandbreedte voor de onrendabele toppen laat zien dat de huidige MEP-subsidie voor wind op zee gebaseerd is op een onrendabele top die in het midden van deze bandbreedte valt. Gegeven de verwachte realisatie van de twee huidig geplande windenergieprojecten op zee in Nederland in 2006-2007, gegeven de benodigde additionele steun voor beide projecten, en gegeven dat binnen deze periode geen nieuwe projecten kunnen worden verwacht, wordt geadviseerd om de hoogte van de MEP-subsidie voor wind op zee van 2003, 2004 en 2005 te handhaven in de jaren 2006 en 2007.

Tabel 5.2 geeft een overzicht van de consequenties van bovenstaande onrendabele toppen voor de MEP-subsidietarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. Bij de vertaalslag van de door ECN en KEMA berekende onrendabele toppen naar de MEP-subsidies in de tabel zijn de uitgangspunten gehanteerd die EZ aan ECN en KEMA in de opdracht heeft meegegeven. Deze uitgangspunten staan nader toegelicht in hoofdstuk 2.

Tabel 5.2 *Consequenties onrendabele topberekeningen voor MEP-tarieven 2006 en 2007*

MEP-categorie	2003	2004 voor 1 juli	2004 na 1 juli	2005	2006 tot 1 juli	2006 na 1 juli	2007
REB-vrijstelling (36i)	2,9	2,9	1,5	0	0	0	0
RWZI/AWZI	0	0	0	0	0	0	0
Stortgas	0	0	0,6	2,1	2,1	1,3	1,3
Mengstromen[1]	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,6	3,6
Diermeel	-	0	0,6	2,1	2,1	3,0	3,0
Zuivere biomassa	4,8	4,1	5,5	7,0	7,0	6,6	6,6
Wind op land[2]	4,9	4,9	6,3	7,7	7,7	6,5	6,5
Wind op zee	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	9,7	9,7
Zelfstandige bio-energie installaties	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	9,7	9,7
Waterkracht	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	9,7	9,7
Zon-PV, golf- en getijdenenergie	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	9,7	9,7

[1] Naar rato van het aandeel biogeen materiaal.
[2] Gedurende maximaal 10 jaar tot een maximum van 18.000 vollasturen tot en met 30 juni 2006 en tot een maximum van 20.000 vollasturen vanaf 1 juli 2006.

Uit Tabel 5.1 en Tabel 5.2 blijkt dat de onrendabele top van wind op zee limiterend werkt op de hoogte van de MEP-subsidie van zelfstandige bio-energie installaties, waterkracht en zon-PV. Op basis van het MEP-tarief voor wind op zee kan er derhalve niet vanuit worden gegaan dat een effectieve stimulans wordt geboden aan de marktintroductie van initiatieven in deze categorieën.

De vertaling van de onrendabele top van elektriciteitsproductie bij afvalverbrandingsinstallaties kan nog niet gemaakt worden. Deze vertaalslag hangt af van de interpretatie die het Ministerie van Economische Zaken na overleg met de AVI-sector geeft aan de conclusies van de tussenevaluatie van de MEP met betrekking tot de grondslag van de MEP-subsidie voor AVI's en de mogelijkheden die in uitvoeringstechnische zin bestaan voor verschillende subsidiegrondslagen.

6. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Tabel 6.1 geeft een overzicht van de onrendabele toppen en de vertaling naar de MEP-subsidies voor duurzame elektriciteit projecten in de tweede helft 2006 en 2007. Bij de vertaalslag van de door ECN en KEMA berekende onrendabele toppen naar de MEP-subsidies in de tabel zijn de uitgangspunten gehanteerd die EZ aan ECN en KEMA in de opdracht heeft meegegeven. Deze uitgangspunten staan nader toegelicht in Hoofdstuk 2.

Tabel 6.1 *Overzicht onrendabele toppen en MEP-subsidies 2006-2007*

	Onrendabele top [ct/kWh]		MEP-subsidie [ct/kWh]	
	2006*	2007	2006*	2007
AWZI/RWZI	-1,8 tot -1,0	-1,8 tot -1,0	0	0
Stortgas	1,3	1,3	1,3	1,3
Centrales				
– Bijstoken mengstromen	3,6	3,6	3,6	3,6
– Meestook zuivere biomassa	6,6	6,6	6,6	6,6
– Meestook diermeel	3,0	3,0	3,0	3,0
Windenergie				
– wind op land	6,5	6,5	6,5	6,5
– wind op zee	9,3 tot 11,1	9,3 tot 11,1	9,7	9,7
Afvalverbrandingsinstallaties				
– laag rendement - 16,5%	1,8	1,8	-	-
– standaard - 23%	1,5	1,5	-	-
– upgraded - 28,5%	1,7	1,7	-	-
– hoog rendement - 31,5%	2,6	2,6	-	-
Zelfstandige bio-energie centrales				
– Kleinschalig (<5 MWe)	14,5	14,5	9,7	9,7
– Grootschalig (ca. 30 MWe)	10,7	10,7	9,7	9,7
Waterkracht	12,9	12,9	9,7	9,7

* Vanaf 1 juli 2006.

Uit Tabel 6.1 blijkt dat de onrendabele top van wind op zee limiterend werkt op de hoogte van de MEP-subsidie van zelfstandige bio-energie installaties, waterkracht en zon-PV. Op basis van het MEP-tarief voor wind op zee kan er derhalve niet vanuit worden gegaan dat een effectieve stimulans wordt geboden aan de ontwikkeling van initiatieven in deze categorieën. Indien men een krachtige impuls aan deze categorieën zou willen geven via de MEP, dient het plafond voor de hoogte van de MEP te worden herzien.

Voor de onrendabele top voor wind op zee is een bandbreedte gegeven. Deze bandbreedte laat zien dat de huidige MEP-subsidie voor wind op zee goed binnen deze bandbreedte valt. Door het consequent doorvoeren van de wijzigingen in de financieel-economische aannames zou de onrendabele top van wind op zee enigszins dalen. Echter, gegeven de verwachte realisatie van de twee huidig geplande windenergieprojecten op zee in Nederland in 2006-2007, gegeven de benodigde additionele steun uit andere subsidiemechanismen voor beide projecten, en gegeven dat binnen deze periode geen nieuwe projecten kunnen worden verwacht, wordt geadviseerd om de hoogte van de MEP-subsidie voor wind op zee van 2003, 2004 en 2005 te handhaven in de jaren 2006 en 2007. Tevens is het in het belang van de zekerheid voor de markt voor initiatieven in andere categorieën, waarvan de MEP-subsidie wordt gelimiteerd door het tarief van wind op zee, om de MEP-subsidie vooralsnog constant te houden.

De vertaling van de onrendabele top van elektriciteitsproductie bij afvalverbrandingsinstallaties kan nog niet gemaakt worden. Deze vertaalslag hangt af van de interpretatie die het Ministerie

van Economische Zaken na overleg met de AVI-sector geeft aan de conclusies van de tussenevaluatie van de MEP met betrekking tot de grondslag van de MEP-subsidie voor AVI's en de mogelijkheden die in uitvoeringstechnische zin bestaan voor verschillende subsidiegrondslagen.

Tot slot merken ECN en KEMA op dat de duurzame elektriciteitsproductie sector sterk in ontwikkeling is. Daardoor bestaat het risico dat de aannames ten behoeve van de onrendabele top berekeningen achter de praktijk aanlopen of hier juist op vooruitlopen. Een van de uitgangspunten voor het berekenen van de onrendabele toppen is dat de aannames wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief dienen te zijn voor initiatieven in de markt. Het is dus belangrijk dat bij het vaststellen van de aannames goede aansluiting met de praktijk wordt gevonden. Op dit moment wordt dit gewaarborgd door het jaarlijkse onderzoek dat ECN en KEMA doen naar de kosten van duurzame elektriciteit en door de consultatie van marktpartijen waaruit veel waardevolle praktijk informatie naar voren komt. ECN en KEMA zijn echter van mening dat een dergelijke uitwisseling van informatie op meer structurele basis zou moeten plaatsvinden in het kader van een monitoringprogramma. Met name met betrekking tot de biomassaprijzen, stroomprijzen, onbalanskosten en de financiering van projecten zou een structurele monitoring wenselijk zijn. Een dergelijke monitoring draagt bij aan de transparantie van de markt en aan de efficiëntie van de MEP-subsidies. Daarnaast kan het een belangrijk instrument zijn voor de evaluatie van de MEP. ECN en KEMA stellen voor de monitoring op bovengenoemde punten in nauw overleg met de sector vorm te geven, zodanig dat deze nog een rol kan spelen bij de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2008.

REFERENTIES

Bollen, J., T. Manders en M. Mulder (2004): *Four futures for energy markets and climate change*, RIVM/CPB, Den Haag, april 2004.

Cleijne, J.W. en W.J.A. Ruijgrok (2004): *Modelling risks of renewable energy investments,* Green-X, July 2004.

De Vries, H.J. en E.J.W. van Sambeek, (2004): *Schatting van de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage voor het behalen van 6.000 MW in 2020*, ECN-C--04-045, april 2004. http://www.ecn.nl/library/reports/2004e/c04045.html

ECN/KEMA (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit. Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen.* ECN-C--02-088, november 2002. http://www.ecn.nl/library/reports/2002/c02088.html

ECN/KEMA (2003): *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, augustus 2003. http://www.ecn.nl/library/reports/2003/c03078.html

ECN/KEMA (2004a): *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 de tweede helft 2006 en 2007.* ECN-C--04-075, juli 2004. http://www.ecn.nl/library/reports/2004/c04075.html

ECN/KEMA (2004b): *Uitkomsten marktconsultatie technisch-economische parameters duurzame elektriciteitsopties, Overzicht van de uitkomsten van de consultatie naar aanleiding van het concept advies inzake de aannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de tweede helft 2006 en 2007.* ECN-C--04-113, november 2004.

EWEA (2003): *Wind energy the facts*, 2003. http://www.ewea.org/06projects_events/proj_WEfacts.htm

EZ, VROM, SenterNovem (2004): *Allocatieplan CO_2-emissierechten 2005 t/m 2007, Nederlands nationaal toewijzingsplan inzake de toewijzing van broeikasgasemissierechten aan bedrijven.*

Harmsen, R. en E.J.W. van Sambeek (2003): *Learning curves*, ECN-C--03-074/H, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074h.pdf

Kooijman, H.J.T. en E.J.W. van Sambeek (2003a): *Kosten van duurzame elektriciteit, Windenergie op land*. ECN-C--03-074/A, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074a.pdf

Kooijman, H.J.T. en E.J.W. van Sambeek (2003b): *Kosten van duurzame elektriciteit, Windenergie op zee*. ECN-C--03-074/B, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074b.pdf

Lange, T.J. de, en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten van duurzame elektriciteit, vergisting.* ECN-C--03-74/F, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074f.pdf

Ministerie van Economische Zaken (2004): *Tussenevaluatie Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie.* Kamerbrief met bijlagen, 31 augustus 2004. http://www.minez.nl/content.jsp?objectid=20231

Ministerie van Financiën (2005a): *Belastingplan 2005, Nota van Wijziging.* 13 oktober 2004

Ministerie van Financiën (2005b): *Belastingplan 2005, Wetsvoorstel plus Memorie van Toelichting*. 20 september 2004

Novem/KEMA (2003b): *Advies Differentiatie binnen de MEP-categorie "Kleinschalige bioenergie"*. Augustus 2003.

Novem/KEMA, (2003a): *Advies Differentiatie binnen de MEP-categorie "Zuivere Biomassa"*. april 2003.

Pfeiffer, A.E. en H.J. de Vries (2004a): *Long-term prices of solid biofuels for application in Dutch power plants, draft for review purposes only*. KEMA, 20 September 2004.

Pfeiffer, A.E. en H.J. de Vries (2004b): *Long-term prices of solid biofuels for application in Dutch power plants.* KEMA, November 2004.

Rijpkema, B. e.a. (2001): *AVI 2005, evaluatie van huidige en toekomstige technologische ontwikkelingen voor roosterovens voor het verbranden van huishoudelijk afval*. TNO-MEP en KEMA, 2EWAB01.35, 2001.

Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek (2003b): *Kosten van duurzame elektriciteit, grootschalige inzet van biomassa in centrales.* ECN-C--03-074/C, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074c.pdf

Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek (2003b): *Kosten van duurzame elektriciteit, kleinschalige zelfstandige biomassa installaties*. ECN-C--03-074/D, augustus 2003. http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074d.pdf

Seebregts, Scheepers, 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, november 2004.

Senter (2004): *EIA brochure 2004.* http://www.senter.nl/sites/eia/contents/i000007/eiabrochure2004.pdf

BIJLAGE A OVERZICHT WIJZIGINGEN BEREKENINGSAANNAMES

Aanname		Advies 2005	Conceptadvies 2006-2007	Eindadvies 2006-2007
Stroomprijs	[ct/kWh]	2,7	3,7	3,7
Lange-termijn risico-afslag stroomcontract	[ct/kWh]	-	-	0,5
Vennootschapsbelasting in 2006	[%]	34,5	34,5	30,5
Vennootschapsbelasting in 2007	[%]	-	-	30,0
Wind op land - investeringskosten				
CO_2-prijs	[€/ton]	-	6	6
Biomassaprijs - houtpellets	[€/GJ]	6,5	-	6,0
Biomassaprijs - diermeel	[€/ton]	-30	-	0
Stortgas - in aanmerking voor EIA		-	-	ja
EIA	[%]	55	55	44
Zelfstandige bio-energie installaties - economische levensduur	[jaar]	15	15	10
Grootschalige zelfstandige bio-energie installaties - thermisch rendement	[%]	7,5	7,5	0

Overzicht berekeningsaannames onrendabele toppen tweede helft 2006 en 2007

		Onshore windenergie	Offshore wind	Meestook zuivere biomassa in centrales	Meestook diermeel in centrales	Bijstook mengstromen in centrales	Bio-WKK kleinschalig (<5 MW_e)	Bio-WKK grootschalig(ca. 30 MW_e)	AVI laag rendement	AVI standaard	AVI upgraded	AVI hoog rendement	RWZI/AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Investeringskosten	[€/kW_e]	1100	2000-2250	220[1]	310[1]	750[1]	4000	2900	2400	2080	2080	2370	1450-1900	1000	3560
Bedrijfstijd/vollasturen	[uren/jaar]	2000	3350-3500	7000	7000	7000	7500	7500	8320	8060	7800	7500	7000	6500	2950
Vaste O&M-kosten	[€/kW_e]	39	80	-	-	-	400	250	-	-	-	-	175	128	-
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh_e]	-	-	0,25	1,07	1,1	-	-	1,1	1,2	1,3	1,4	-	-	1,1
Overige operationele kosten	[ct/kWh_e]	-	-	0,95	3,66	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	-	17,5	10,8	15	10	10	10	10	10	10	22[2]	19,2[2]	-
Brandstofkosten	[€/ton]	-	-	102	-20	-45	40	40	0	0	0	0	0	1,0[3]	-
Elektrisch rendement[4]	[%]	-	-	37,5	37,5	31,5	20	30	17	23,5	29	32	35	35	-
Thermisch rendement[5]	[%]	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Stroomprijs	[ct/kWh_e]	3,7	3,7	-	-	-	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	7,0	3,7	3,7
Risico-afslag voor lange termijn contract	[ct/kWh_e]	0,5	0,5	-	-	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-	0,5	0,5
Onbalanskosten	[ct/kWh_e]	0,6	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Netto stroomprijs	[ct/kWh_e]	2,6	2,6	-	-	-	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	-	3,2	3,2
Vermeden brandstofkosten (gas)	[€/m^3]	-	-	-	-	-	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	[€/ton]	-	-	40[6]	40	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	-	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Economische levensduur	[jaar]	15	15	10	10	15	10	10	20	20	20	20	10	10	20
Debt/equity ratio	-	80/20	65/35 -50/50	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	67/33	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	80/20
Rente lening[7]	[%]	5	6	6	6	6	5	5	6	6	6	6	5	5	5
Termijn lening	[jaar]	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	[%]	15	15	12	12	12	15	15	12	12	12	12	15	15	15
EIA	[%][8]	85	100[9]	100	100	100	100	100	0	0	0	0	100	100	100

[1] Investeringskosten in €/kW_{th}.
[2] Energie-inhoud in MJ/m^3.
[3] Brandstofkosten in ct/m^3.
[4] In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement.
[5] Omgerekend naar elektriciteitsequivalent.
[6] Brandstofkosten bij ca 24 GJ/ton.
[7] Rente op de lening is afhankelijk van de mogelijkheid om van de regeling groenbeleggen gebruik te maken. Aangenomen is dat deze regeling tot een rente voordeel van 1% leidt.
[8] Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.
[9] Tot een maximum van € 54,5 miljoen.