

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**

E.J.W. van Sambeek, ECN
T.J. de Lange, ECN
W.J.A. Ruijgrok, KEMA
E.A. Pfeiffer, KEMA

Verantwoording

Dit rapport is onder leiding ECN in samenwerking met KEMA geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in het kader van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005 door het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract “Beleidsanalyses Duurzame Energie 2003”, ECN projectnummer 7.7524.01.01. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, E-mail: vansambeek@ecn.nl.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs ECN and KEMA have researched the cost of renewable electricity sources and technologies. This research provides the inputs for the calculation of the subsidy levels for different categories of renewable electricity, in the framework of the feed-in premium system in the Netherlands called MEP. This report provides preliminary inputs for the calculation of the subsidy levels. After a stakeholder consultation based on the current report, ECN and KEMA will advice on the final inputs for the calculation of the subsidy levels.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
2. UITGANGSPUNTEN TARIEFSTELLING MEP DUURZAME ELEKTRICITEIT 2004 EN 2005	8
3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES	9
3.1 Wind op land	9
3.2 Wind op zee	9
3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales	11
3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales	11
3.3.2 Diermeel	14
3.3.3 Vetten	14
3.3.4 Aanbevelingen	14
3.4 Inzet van mengstromen in centrales	14
3.5 Zelfstandige biomassa-installaties	15
3.5.1 Verbranding van hout	15
3.5.2 GFT vergisting	18
3.5.3 (Co-) vergisten van mest	18
3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties	18
3.7 Vergistingsopties	20
3.7.1 Stortgas	20
3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's	22
3.8 Kleinschalige waterkracht	23
4. FINANCIËEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES	24
4.1 Financieringsparameters	24
4.2 REB-vrijstelling	24
4.3 Energie Investeringsaftrek	25
4.4 Stroomprijs	25
5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT 2004 EN 2005	26
REFERENTIES	29
BIJLAGE A OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES ONRENDABELE TOPPEN 2004	30
BIJLAGE B OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES ONRENDABELE TOPPEN 2005	32
BIJLAGE C BEREKENINGSMETHODIEK ONRENDABELE TOPPEN	34

SAMENVATTING

In dit rapport wordt een concept advies uitgebracht over de berekeningsaannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005. Daarnaast worden in dit rapport ook de onrendabele toppen gepresenteerd die op basis van de geadviseerde aannames zijn berekend en worden de mogelijke consequenties voor de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit aangegeven.

Tabel 1.1 geeft een indicatief overzicht van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit die zijn bepaald op basis van de concept onrendabele topberekeningen en een aantal beleidsmatige uitgangspunten voor het bepalen van de MEP-tarieven, waaruit het volgende beeld voortvloeit:

- Voor wind op land vloeit uit de onrendabele topberekeningen voor 2004 een handhaving van het MEP-tarief van 2003 voort. In 2005 daalt het MEP-tarief echter enigszins als gevolg van een verwachte daling van de investeringskosten.
- Op basis van de voorlopige onrendabele topberekening wordt geadviseerd het MEP-tarief voor zuivere biomassa in centrales voor 2004 en 2005 te verlagen tot 3,6 ct/kWh. Deze aanpassing houdt verband met een verlaging van de onrendabele top als gevolg van een verkorting van de aanname over economische levensduur van meestookprojecten tot 10 jaar, een verhoging van de aangenomen brandstofkosten van 6,0 tot 6,5 €/GJ en een verlaging van de investeringskosten.
- Voor de overige duurzame elektriciteitscategorieën zou vooralsnog worden geadviseerd om de huidige MEP-tarieven te handhaven op het niveau van 2003.

Tabel 1.1 *Indicatieve MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005 op basis van concept onrendabele topberekeningen*

MEP-categorie	MEP-tarief [ct/kWh]		
	2003	2004	2005
Stortgas, RWZI/AWZI	0	0	0
Mengstromen ^{1,2}	2,9	2,9	2,9
Zuivere biomassa	4,8	3,6	3,6
Zuivere biomassa - Diermeel	4,8	0	0
Wind op land ³	4,9	4,9	4,7
Wind op zee	6,8	6,8	6,8
Zelfstandige bio-energie installaties < 50 MW _e	6,8	6,8	6,8
Waterkracht	6,8	6,8	6,8
Zon-PV, golf- en getijdenenergie	6,8	6,8	6,8

* op basis van een REB-vrijstelling van 2,9 ct/kWh.

¹ Naar rato van het aandeel biogeen materiaal.

² Voor installaties met een minimum netto elektrisch rendement van 26%.

³ Gedurende maximaal 10 jaar tot een maximum van 18.000 vollasturen.

1. INLEIDING

In dit rapport wordt een concept advies uitgebracht over de berekeningsaannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005. Daarnaast wordt met het oog op de toekomstige ontwikkeling van de MEP-tarieven aangegeven met welke lange termijn technologie-, markt- en beleidsontwikkelingen bij het vaststellen van deze berekeningsaannames rekening moet worden gehouden. In de oorspronkelijke opzet voor het onderzoek zou een apart advies ten aanzien van deze lange termijn ontwikkelingen worden opgesteld. In het belang van de overzichtelijkheid is er uiteindelijk voor gekozen om de lange termijn aspecten in het onderhavige advies mee te nemen. In dit rapport worden ook de onrendabele toppen gepresenteerd die op basis van de geadviseerde aannames zijn berekend. Ter indicatie worden ook de mogelijke consequenties van de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven aangegeven.

De noodzaak om bij het vaststellen van de berekeningsgrondslag een perspectief voor de lange termijn ontwikkeling van de berekeningsaannames voor de MEP-tarieven te schetsen wordt ingegeven door een drietal overwegingen. Ten eerste moet worden voorkomen dat de aannames die ten grondslag liggen aan de MEP-tarieven worden achterhaald door markt- en beleidsontwikkelingen in Nederland of in de EU. Ten tweede is van belang dat de tarieven goed aansluiten bij de technologische ontwikkeling met het oog op het handhaven van een goede efficiëntie van het beleid. Tegelijkertijd dient van het beleid een voldoende prikkel tot implementatie uit te gaan, zodat de beoogde technologische ontwikkeling zich ook daadwerkelijk realiseert. Ten derde worden verschillende markt- en technologieontwikkelingen vanuit het beleid gestuurd. Als in deze sturing vanuit de overheid niet wordt aangesloten bij lange termijn drivers voor markt- en technologie ontwikkelingen kan dit inefficiëntie en ineffectiviteit van beleid tot gevolg hebben.

Met het oog de toekomstige vaststelling van de berekeningsgrondslag voor de MEP-tarieven wordt aangegeven welke markt- en technologieontwikkelingen dienen te worden gemonitord. Tevens worden indicatieve mijlpalen voor het herijken van de tarieven aangegeven afhankelijk van verwachte markt- en technologieontwikkelingen.

Dit advies is gebaseerd op een serie achtergrond studies betreffende de kostenontwikkelingen van verschillende duurzame elektriciteitsopties (serie publicatienummer ECN-C--03-74) en een benchmarkstudie ten aanzien van de ondersteuningsniveau's in verschillende EU-lidstaten (Menkveld e.a., 2003). Zon-PV en golf- en getijdenenergie worden binnen dit advies buiten beschouwing gelaten, omdat de kosten van deze opties binnen de zichtperiode van dit advies boven het maximum niveau voor de MEP-tarieven uitkomen.

Dit advies betreft een concept dat ter consultatie aan stakeholders wordt voorgelegd. Na het horen van het commentaar van stakeholders stellen ECN en KEMA een definitief advies ten aanzien van de onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties binnen de MEP op.

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten die worden gehanteerd bij de berekeningen en het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit. Hoofdstuk 3 geeft vervolgens een overzicht van de technisch-economische parameters van verschillende duurzame elektriciteitsopties. Hoofdstuk 4 behandelt de financieel-economische aannames die zijn gehanteerd bij de onrendabele topberekeningen. Tot slot geeft hoofdstuk 5 een overzicht van de voorlopige onrendabele toppen die zijn berekend aan de hand van de berekeningsaannames die in dit concept advies zijn vastgesteld. Daarnaast wordt ook een indicatief overzicht gegeven van de mogelijke consequenties van deze onrendabele toppen voor de MEP-tarieven in 2004 en 2005.

2. UITGANGSPUNTEN TARIEFSTELLING MEP DUURZAME ELEKTRICITEIT 2004 EN 2005

De tariefstelling en categorisatie binnen de MEP zijn in hoofdzaak gebaseerd op de onrendabele toppen van de diverse duurzame elektriciteitsopties. De inputs voor de berekeningen van de onrendabele toppen dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor de huidige initiatieven in de markt. Om op basis van de onrendabele toppen tot een categorisatie en tariefstelling voor duurzame elektriciteit te komen zijn door het Ministerie van Economische Zaken de volgende criteria vastgesteld:

Efficiëntie van besteding van middelen

Het aantal free-riders 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.

Minimale kosteneffectiviteit

Uit het oogpunt van een kosteneffectieve stimulering van duurzame energie ontvangen alleen die opties een producentenvergoeding die voldoende potentieel bieden tegen een aanvaardbare meerprijs. Vanuit dit criterium is de producentenvergoeding voor offshore windenergie limiterend voor de maximale hoogte van de producentenvergoeding.

Aansluiten bij categorie-indeling MEP 2003

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

Aansluiten bij internationale marktontwikkelingen

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.

Aansluiten bij internationale technologieontwikkelingen

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.

Aansluiten bij internationale beleidsontwikkelingen

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 REB-vrijstelling

De REB-vrijstelling ingevolge artikel 36i Wbm volledig aan de producent van duurzame elektriciteit toegerekend.

Toerekening EIA-voordeel

Het EIA-voordeel op basis van in aanmerking komende projectkosten wordt volledig aan het project toegerekend.

3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAAMES

3.1 Wind op land

Tabel 3.1 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 van 2004 en 2005. Daarnaast is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit het internationaal vergelijk kosten duurzame elektriciteit opgenomen (Kooijman en Van Sambeek, 2003a).

Tabel 3.1 *Technisch-economische aannames wind op land*

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte	Advies t.b.v. MEP-tarieven	
		2003		2004	2005
Investeringskosten	€/kW _e	1150	895 - 1269	1125	1100
Vollasturen	uren/jaar	1800	n.v.t.	1800	1800
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	20 - 50	39	39
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,8	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	n.v.t.	2,7	2,7
Onbalanskosten	ct/kWh _e	0,6	n.v.t.	0,6	0,6

Investeringskosten

Vanuit het verleden is een reductie van de investeringskosten door leereffecten waar te nemen. 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 vanaf heden een jaarlijkse reductie van ca. 2% van de investeringskosten realistisch geacht. Uitgaande van aanname van de investeringskosten ten behoeve van de tariefstelling van de MEP voor 2003 (1150 €/kW) resulteert dit in investeringskosten van ca. 1125 €/kW in 2004 en ca. 1100 €/kW in 2005. Een aanpassing van de subsidietaariefen in overeenstemming met de verwachte kostenreducties wordt onder andere ook in Duitsland toegepast, waar het feed-in tarief voor wind op land jaarlijks met 1,5 % wordt verlaagd.

Onderhouds- en bedrijfskosten

Voor de tariefstelling van 2003 zijn de O&M-kosten uitgedrukt in ct/kWh. Voor 2004 en 2005 worden de O&M-kosten in €/kW uitgedrukt. Dit heeft als voordeel dat de totale jaarlijkse O&M-kosten niet meer afhankelijk zijn van het aantal vollasturen, hetgeen beter aansluit bij de praktijk (Kooijman en Van Sambeek, 2003a). De gegevens uit het internationaal vergelijk komen overeen met een bandbreedte van ca. 20 tot 50 €/kW. Daarbij moet worden aangegeven dat de meeste concrete beschikbare gegevens voor Nederlandse projecten liggen in een bandbreedte van ca. 30 tot 50 €/kW. In de consultatie rondom de MEP-tarieven van 2003 is door marktpartijen aangegeven dat de gemiddelde O&M-kosten op basis van een aantal representatieve projecten ca. 3,4% van de investeringskosten bedragen bij gemiddelde investeringskosten van 1150 €/kW. Dit komt overeen met O&M-kosten van 39 €/kW. Alles overwegende wordt geadviseerd om 39 €/kW als gemiddelde rekenwaarde te hanteren. Wat betreft de jaarlijkse O&M-kosten worden geen leereffecten verondersteld.

3.2 Wind op zee

Tabel 3.2 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

van 2004 en 2005. Daarnaast is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit het internationaal vergelijk kosten duurzame elektriciteit opgenomen (Kooijman en Van Sambeek, 2003b).

Tabel 3.2 *Technisch-economische aannames wind op zee*

		Uitgangspunten 2003	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens NSW en Q7*
Investeringskosten	€/kW _e	2000	1675 - 2250	2020 - 2250
Vollasturen	uren/jaar	3350	-	-
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	67 - 101	60 - 90
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	2,3	n.v.t.	n.v.t.
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	-
Onbalanskosten	€/kWh _e	0,6	-	-

*bron: ECN-C--03-058

Investeringskosten

Uit het internationaal vergelijk van de kosten van wind op zee blijkt dat op basis van de huidige beschikbare marktgegevens geen representatieve inschatting van de investeringskosten van offshore wind op de Nederlandse Noordzee is te geven (Kooijman en Van Sambeek, 2003b). De investeringskosten van wind op zee bij NSW en Q7 bepalen de bovenkant van de bandbreedte in het internationaal vergelijk. De hogere kosten voor NSW en Q7 kunnen onder andere verband houden 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 huidige en toekomstige investeringskosten zich moeilijk laten inschatten. Gegeven deze specifieke omstandigheden voor de Nederlandse Noordzee en de grote bandbreedte aan kostendata uit het internationaal vergelijk wordt voorgesteld de technisch-economische kengetallen, zoals die vorig jaar door ECN en KEMA zijn vastgesteld, te handhaven. Daarnaast wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met betrekking tot de investeringskosten met de bandbreedtes die voortvloeien uit de Nederlandse bandbreedtes.

Onderhouds- en bedrijfskosten

Evenals voor wind op land zijn de jaarlijkse O&M-kosten voor de tariefstelling voor 2004 en 2005 uitgedrukt in €/kW. Ramingen voor de jaarlijkse O&M-kosten voor offshore wind komen uit op 4 tot 4,5 % van de investeringskosten (Kooijman en Van 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. Evenals voor de investeringskosten wordt voor de O&M-kosten een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met betrekking tot de bandbreedtes die voortvloeien uit de Nederlandse bandbreedtes.

Lange termijn ontwikkelingen

Op dit moment zijn voor de Nederlandse Noordzee twee offshore windenergieprojecten met een gezamenlijk vermogen van ongeveer 220 MW in ontwikkeling. Deze projecten kunnen mede door investeringsbijdragen buiten de MEP doorgang vinden en zullen naar verwachting in de periode 2004 tot 2005 worden gerealiseerd. In Europa is in de periode 2004 tot 2006 tot ca. 14 GW in ontwikkeling (Beurskens en de Noord, 2003). Toekomstige kostenreducties hangen sterk af van de internationale ervaringen en implementatiesnelheid van offshore windvermogen en de kennis die opgedaan wordt voor de specifieke Nederlandse situatie. Indien de eerste ervaringen de komende jaren positief zijn kan verwacht worden dat de implementatiesnelheid in de daarop volgende jaren hoger zal liggen. Vooralsnog kunnen over de te verwachten implementatiesnelheid na 2005 en de mogelijke kostenreducties als gevolg daarvan echter geen onderbouwde uitspraken worden gedaan. Ook kan niet vooruit worden gekeken op de specifieke implementatie-ervaringen op de Nederlandse Noordzee.

Gegeven de specifieke omstandigheden op de Nederlandse Noordzee en de geringe internationale implementatie-ervaring wordt geadviseerd de ontwikkeling van de technisch-economische parameters nauwlettend te blijven volgen. Wanneer meer concrete informatie beschikbaar komt vanuit NSW en Q7 en in het buitenland gerealiseerde projecten kan deze informatie worden gebruikt voor de dan te bepalen tarieven.

Aanbevelingen

Gegeven bovenstaande lange termijn afwegingen wordt voor 2004 en 2005 geadviseerd vooralsnog dezelfde berekeningsaannames te gebruiken voor het berekenen van de onrendabele top als in 2003. Daarnaast wordt een geadviseerd een nadere gevoeligheidsanalyse te verrichten op basis van de spreiding aan investeringskosten en O&M-kosten. Tegelijkertijd wordt geadviseerd om de kosten en internationale implementatie-ervaringen met betrekking tot offshore windprojecten in Nederland en internationaal goed te monitoren ten behoeve van de tariefvaststelling voor 2006 en volgende jaren.

3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales

Tabel 3.3 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 van 2004 en 2005.

Tabel 3.3 *Technisch-economische aannames zuivere biomassa in centrales*

		Uitgangspunten		Advies t.b.v. MEP-tarieven zuivere biomassa		Advies t.b.v. MEP-tarieven diermeel	
		2003	2004	2005	2004	2005	
Investeringskosten	€/kW _{th}	220	120	120	310	310	
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	7000	7000	7000	7000	
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	0,25	0,25	0,25	1,07	1,07	
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	0,95	0,95	0,95	3,66	3,66	
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	10	17	17	10,8	10,8	
Brandstofkosten	€/GJ	6,0	6,5	6,5	-2,8	-2,8	
Brandstofkosten	€/ton	60	110,5	110,5	-30,2	-30,2	
Elektrisch rendement	%	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	
Energie-inhoud primaire brandstof	GJ/ton	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	
Vermeden brandstofkosten	€/ton	40	40	40	40	40	
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	

3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales

Referentietechnologie en -brandstof

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 (Van Sambeek e.a., 2002). Uit het onderzoek van Novem en KEMA (2003a) blijkt dat de markt wat betreft brandstofvoorkeur in twee groepen valt in te delen: de ene groep richt zich op zo schoon mogelijke brandstof, terwijl de andere groep zich richt op zo goedkope mogelijke brandstof. De afweging voor schoon versus goedkoop hangt onder andere samen met de inschatting van de operationele risico's die zijn verbonden aan goedkopere (deels) verontreinigde stromen. Op de langere termijn is de inzet van goedkopere afvalstromen echter beperkt en zal hout uit bossen naar verwachting de marginale brandstof worden waarnaar de prijzen op de biomassamarkt zich richten (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003a). Derhalve wordt het meestoken van hout uit bossen ook op de langere termijn als leidend gezien. De wijze waarop hout uit bossen op de lange termijn voorbereid zal worden om uiteindelijk in een centrale te kunnen worden meegestookt is niet onderzocht binnen het kader van deze studie. Wel is duidelijk dat het vanuit operationeel oogpunt de voorkeur verdient om een brandstof te kiezen met

specificaties die dicht in de buurt van kolen ligt. Houtpellets voldoen daar op dit moment het best aan. Op dit moment worden houtpellets voornamelijk gemaakt uit zaagsel, maar op de langere termijn kan het aanbod van zaagsel onvoldoende blijken te zijn, waardoor houtsnippers als grondstof voor het maken van pellets genomen dient te worden. Tot 2006 worden er echter geen knelpunten verwacht in de beschikbaarheid van zaagsel. Derhalve wordt voorgesteld om voor de periode 2004 - 2005 houtpellets op basis van zaagsel als referentiebrandstof voor het meestoken van zuivere biomassa in centrales te beschouwen.

Aangezien in het buitenland slechts op zeer beperkte schaal zuivere biomassa in centrales wordt meegestookt en ook de stimulering van duurzame elektriciteit in het buitenland zich niet afzonderlijk richt op meestook is er geen internationale vergelijkbasis voor bovenstaande insteek voor de tariefstelling.

Investeringskosten

Uit opgaven van de investeringskosten door marktpartijen komt naar voren dat de investeringskosten voor zuivere en schone biomassa stromen lager liggen dan is aangenomen bij het berekenen van de onrendabele toppen in 2002 (Van Sambeek, e.a., 2002 en Novem-KEMA, 2003a). Overeenkomstig de opgaven van marktpartijen wordt derhalve de aanname voor de investeringskosten verlaagd van 220 €/kW_{th} naar 120 €/kW_{th}.

Onderhouds- en bedrijfskosten

De O&M-kosten zoals vastgesteld voor de MEP-tarieven van 2003 stemmen overeen met de opgaven van marktpartijen (Novem-KEMA, 2003a), en worden derhalve gelijk gehouden.

Brandstofprijzen

De lange termijn brandstofprijzen voor houtpellets laten zich moeilijk inschatten. Er is slechts beperkte informatie beschikbaar van de huidige prijzen op basis van opgaven van marktpartijen. De beschikbare informatie duidt op prijzen voor houtpellets van ca. 6,5 €/GJ. Verder zijn op dit moment geen forward prijzen voor houtpellets bekend.

Voor de lange termijn kan een indicatieve prijs voor houtpellets worden afgeleid, uitgaande van houtsnippers als basismateriaal voor het maken van de pellets. Op basis van de huidige internationale prijzen en de vooruitzichten van de prijsontwikkeling op de langere termijn (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003a) wordt ingeschat dat de prijs voor houtsnippers rond de 3,0 €/GJ ligt. De kosten van het pelletiseren worden ingeschat op ca. 3 tot 3,5 €/GJ. Omdat wordt uitgegaan van een internationale markt moeten hierbij vervolgens nog de kosten voor transport en overslag worden opgeteld. Voor houtsnippers worden deze ingeschat op 1,0 - 1,4 €/GJ (Lako en Van Rooijen, 1998). Door de hogere energie-inhoud worden de transport- en overslagkosten van houtpellets ingeschat op 0,6 - 0,8 €/GJ, zodat de totale brandstofkosten aan de poort van de centrale in Nederland uitkomen op 6,6 - 7,3 €/GJ. De lange termijn prijs zoals hierboven afgeleid ligt mogelijk dus hoger dan de prijs van de huidige pellets op basis van zaagsel.

Het is echter wel de verwachting dat door toenemende transparantie van de markt, opschaling, logistieke en procesmatige verbeteringen in pelletiseren en transport de kosten in de loop van de tijd zullen dalen. Tevens wordt er nu al geëxperimenteerd met een directe bewerking van houtsnippers bij centrales, waardoor de pelletiseringsstap overgeslagen zou kunnen worden. Dit zou leiden tot een veel lagere brandstofprijs aan de poort van centrales, maar tegelijkertijd tot hogere investeringskosten in verband met de voorbereiding. Verder wordt er gewerkt aan geheel nieuwe technologieën, zoals bijvoorbeeld torrefactie, waardoor een daling in voorbereidingskosten mogelijk is. In de consultatie over de MEP-tarieven voor 2003 is ook door marktpartijen aangegeven dat een prijsdaling op termijn mogelijk is. De omvang en het moment waarop deze prijsdaling zal inzetten laten zich op dit moment echter niet inschatten.

Economische levensduur

In de berekeningsmethodiek voor het bepalen van de onrendabele toppen wordt de onrendabele top over de economische levensduur (bijvoorbeeld 15 jaar) teruggerekend tot een onrendabele top over 10 jaar (zie bijlage C). Daarmee wordt de onrendabele top in jaar 11 t/m 15 al in de eerste 10 jaar van het project via de MEP en de REB-vrijstelling vergoed. Bij het meestoken van zuivere biomassa komt de onrendabele top in jaar 11 t/m 15 puur voort uit de brandstofkosten. Omdat de marginale productiekosten dan hoger zijn dan de marginale opbrengsten, en gegeven de zeer geringe investeringskosten, is het waarschijnlijk dat meestook projecten na 10 jaar zullen worden gerenoveerd om opnieuw voor MEP in aanmerking te komen. Dat betekent dat de onrendabele top door brandstofkosten in jaar 11 t/m 15 in de praktijk nooit gerealiseerd zal worden. Door de economische levensduur op 15 jaar te stellen zouden onrendabele brandstofkosten aan het project worden toegerekend die in de praktijk niet gemaakt zullen worden. Bovendien krijgt het project deze kosten al in de eerste 10 jaar vergoed. Hierdoor treedt flinke overstimulering op. Bij brandstofkosten van 6,5 euro/GJ bedraagt de onrendabele top over 15 jaar ongeveer 7,7 ct/kWh, terwijl bij dezelfde brandstofkosten de onrendabele top over een projectduur van 10 jaar 6,5 ct/kWh bedraagt. Gegeven bovenstaande overwegingen wordt geadviseerd de aanname met betrekking tot de economische levensduur van meestookprojecten te verkorten van 15 jaar tot 10 jaar.

Termijn zekerheid MEP-tarief

Tijdens de consultatie over het eerste voorstel MEP-tarieven voor 2003 gaven marktpartijen aan dat zij tijdelijk met hogere brandstofprijzen geconfronteerd (6,0 tot 6,5 €/GJ) zijn. Op de termijn van enkele jaren zou een prijsdaling tot circa 4 €/GJ, zoals in het oorspronkelijke voorstel was aangenomen (Van Sambeek, e.a., 2002), misschien mogelijk zijn. Dienovereenkomstig is politiek besloten dat het MEP-tarief voor 2003 voor zuivere biomassa in centrales zou worden verhoogd, maar dat de hoogte van dit tarief slechts tot 2006 zou worden gegarandeerd. Ook de hoogte van de subsidies die voor 2004 en 2005 worden vastgesteld worden slechts tot 2006 gegarandeerd. Vanaf 2006 geldt voor zuivere biomassa in centrales een nader te bepalen tarief.

De vraag is nu voor welke termijn dit tarief gefixeerd moet worden, gegeven de dynamiek in de brandstofmarkt. Daarbij dient een balans te worden gevonden tussen het bieden van zekerheid aan de markt en het behouden van flexibiliteit vanuit markt- en beleidsperspectief. Hoe langer de periode waarover een tarief wordt gefixeerd, hoe groter de kans dat de berekeningsaannames op termijn niet meer stroken met de praktijk. Echter, hoe korter deze periode, hoe meer kennis van de korte termijn ontwikkelingen van de marktprijs voor biomassa vereist is.

Voor het jaar 2010 is een aantal beleidsdoelstellingen geformuleerd. In de aanloop naar 2010 is het verstandig om enige flexibiliteit te handhaven ten aanzien van de tariefstelling met het oog op het behalen van de diverse doelstellingen.

Informatie van marktpartijen duidt op een maximale contractduur van 3 tot 5 jaar. Deze contracttermijn biedt tevens een maatstaf voor de inschatting door de markt van de termijn waarop brandstofprijzen zich redelijk laten inschatten en een zekere stabiliteit vertonen. Derhalve wordt vooralsnog geadviseerd om het tarief vanaf 2006 te fixeren tot en met 2008.

3.3.2 Diermeel

Uit het onderzoek van Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003a) bleek dat alleen het meestoken van diermeel structureel een lagere onrendabele top heeft dan de overige brandstoffen. Naar aanleiding van deze bevinding is diermeel in een aparte categorie ingedeeld en wordt voor het meestoken van diermeel geen MEP-tarief toegekend. Wel komt meestook van diermeel nog in aanmerking voor de REB-vrijstelling ingevolge artikel 36i Wbm. Gegeven de onzekerheid over de toekomstige hoogte van de REB-vrijstelling wordt de onrendabele top van meestook van diermeel apart berekend. Voor de berekeningsaannames weergegeven in Tabel 3.3 is uitgegaan van de opgaven van marktpartijen in het kader van het onderzoek door Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003a).

3.3.3 Vetten

Het onderzoek van Novem en KEMA (2003a) wees ook uit dat de onrendabele top van het meestoken van vetten aanmerkelijk lager kan zijn dan het huidige MEP-tarief plus de REB-vrijstelling voor zuivere biomassa in centrales. Daarbij wordt opgemerkt dat de onrendabele top zeer gevoelig is voor fluctuaties in de prijs van vetten en dat de prijzen van vetten in 2003 sterk zijn toegenomen (Novem-KEMA, 2003a), waardoor geen free-ride zou optreden. Derhalve is het meestoken van vetten vooralsnog niet in een aparte categorie ingedeeld. Wel wordt in het onderzoek van Novem en KEMA gesignaleerd dat de prijs van vetten op termijn wellicht zal dalen. Deze mogelijke prijsdaling kan een dan een reden zijn om voor het meestoken van vetten een aparte categorie te creëren. Binnen het kader van het onderzoek van ECN en KEMA (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003a) is geen nader onderzoek verricht naar de kosten van het meestoken van vetten. Geadviseerd wordt om hieraan in de marktconsultatie naar aanleiding van dit advies nader aandacht aan te besteden.

3.3.4 Aanbevelingen

Het meestoken van houtpellets wordt voor de onrendabele topberekeningen voor 2004 en 2005 als referentie voor de grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales beschouwd. Op basis van de huidige prijsinformatie uit de markt wordt de prijs van houtpellets ingeschat op 6,5 ct/kWh. Op basis van informatie van marktpartijen worden de investeringskosten verlaagd van 220 €/kW_{th} naar 120 €/kW_{th}.

Vanaf 2006 wordt geadviseerd om nogmaals een termijn van 3 jaar vast te stellen waarin het tarief wordt gefixeerd. Voor de tariefstelling vanaf 2006 dient opnieuw te worden vastgesteld welke brandstof en technologie als referentie worden gehanteerd bij de bepaling van de onrendabele toppen. In dit verband wordt geadviseerd de inzet van brandstoffen bij centrales en de ontwikkelingen wat betreft de voorbewerking van ruwe biomassa brandstoffen monitoren.

De onrendabele top voor het meestoken van diermeel wordt apart berekend. Tot slot wordt aanbevolen om in de marktconsultatie naar aanleiding van dit advies nadere informatie te vergaren omtrent de kosten van het meestoken van vetten.

3.4 Inzet van mengstromen in centrales

Tabel 3.4 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 van 2004 en 2005.

Tabel 3.4 *Technisch-economische aannames mengstromen in centrales*

		Uitgangspunten 2003	Bandbreedte o.b.v. cases advies MEP-tarieven 2003	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _{th}	750	600 - 900	750
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	6500 - 7500	7000
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,1	1,0 - 1,2	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	2,0	1,5 - 2,5	2,0
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	15	15	15
Fractie biogeen materiaal	%	80	80	70 - 80
Brandstofkosten	€/ton	-45	-50 tot -40	-45
Elektrisch rendement	%	31,5	30,0 - 33,0	31,5
Energie-inhoud primaire brandstof	GJ/ton	24,1	24,1	24,1
Vermeden brandstofkosten	€/ton	40	35 - 40	40
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	78,8	78,8	78,8

Voor de onrendabele topberekeningen in het kader van het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2004 en 2005 wordt geadviseerd dezelfde aannames te hanteren als bij de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2003. 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.

Gevoeligheidsanalyse

Op een aantal punten wordt evenwel een nadere gevoeligheidsanalyse gedaan. Het betreft de in Tabel 3.4 gegeven bandbreedte met betrekking tot de brandstofkosten en de aanname met betrekking tot de fractie biogeen materiaal in de brandstof. Het MEP-tarief voor mengstromen in centrales voor 2003 is gebaseerd op de aanname dat 80% van de brandstof van biogene oorsprong is en dat derhalve 80% van de elektriciteitsproductie door bijstook van mengstromen in aanmerking komt voor de MEP. In de praktijk zal uitgaande van RDF als brandstof een bredere variatie van de fractie biogeen materiaal voorkomen. In dit verband wordt geadviseerd de onrendabele top te berekenen voor een bandbreedte van 70 tot 80% biogene fractie.

Lange termijn ontwikkelingen

Informatie van marktpartijen gaf aan dat zij voor de uitvoering van het Kolenconvenant zich de komende tijd nog zullen blijven richten op het meestoken van biomassa. Het beschikbare technische potentieel voor deze route is nog niet ten volle benut. Op de langere termijn kan het echter noodzakelijk zijn om naast het meestoken ook bijstookinstallaties in gebruik te nemen voor de uitvoering van het Kolenconvenant. De onrendabele top zal dan sterk afhangen van de brandstofprijs en de gekozen brandstofsoort. Omdat het op dit moment ontbreekt aan concrete initiatieven voor bijstookprojecten kunnen de berekeningsaannames zoals hierboven weergegeven niet worden getoetst aan gegevens in de markt. Zodra vanuit de markt initiatieven voor bijstookprojecten in ontwikkeling komen wordt daarom geadviseerd de berekeningsaannames opnieuw te toetsen aan de praktijk.

3.5 Zelfstandige biomassa-installaties

3.5.1 Verbranding van hout

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 bio-

massa-installaties. Verbranding van schone houtsnippers wordt binnen deze categorie als maatgevend beschouwd.

Bij de keuze van de referentie is er rekening mee gehouden dat bij de resulterende onrendabele top ruimte blijft bestaan voor andere initiatieven met een andere combinatie van brandstof(fen) en technologie, zoals bijvoorbeeld roosterverbanding van kippenmest, zonder dat hierbij noemenswaardige free-ride optreedt.

De kosten van elektriciteitsproductie bij verbranding van schone houtsnippers verschillen afhankelijk van de schaalgrootte van de installatie. Voor het berekenen van de onrendabele toppen wordt daarom onderscheid gemaakt tussen grootschalige (ca. 30 MW_e) en kleinschalige installaties (< 5 MW_e). Bij het vaststellen van de technisch-economische berekeningsaannames gelden voor kleinschalige en grootschalige zelfstandige biomassa installaties dezelfde overwegingen. Daarom worden zij hieronder gezamenlijk behandeld.

Tabel 3.5 en 3.6 geven 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 van 2004 en 2005 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 Van Sambeek, 2003b).

Tabel 3.5 Technisch-economische aannames kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties (< 5MW_e)

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt ⁴	Advies t.b.v. MEP-tarieven
		2003			2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	6000	3500 - 4000	4600 - 7265	4000
Bedrijfstijd	uren/jaar	5500	-	7500	7500
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	300	n.v.t.	453 - 477	400
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	3,5	2,1 - 3,0	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	0,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud	GJ/ton	10	-	8,6 - 15	10
Brandstofkosten	€/ton	60	-	n.v.t.	40
Brandstofkosten	€/GJ	6,0	-	0,1 - 4,7	4,0
Elektrisch rendement	%	20	-	14 - 15	20
Thermisch rendement	%	20	-	30 - 31,5	20
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	-	2,7
Vermeden brandstofkosten	€/m ³	0,12	-	-	0,12

⁴ Omvat de opties verbranding van schoon hout en B-hout, zie tabel 2.1 (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003b).

Tabel 3.6 *Technisch-economische aannames grootschalige zelfstandige biomassa-installaties (ca. 30 MW_e)*

		Uitgangspunten 2003	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt ⁵	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	3660	2350 - 2700	2790 - 3010	2900
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	-	7500	7500
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	100	150 - 230	250 - 263	250
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	3,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	€/kWh _e	0,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud	GJ/ton	10	-	8,5 - 15	10
Brandstofkosten	€/ton	60	-	-	40
Brandstofkosten	€/GJ	6,0	-	0,1 - 4,7	4,0
Elektrisch rendement	%	25	-	30	30
Thermisch rendement	%	45	-	7,5	7,5
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	-	2,7
Vermeden brandstofkosten	€/m ³	0,12	-	-	0,12

Investeringskosten

Internationaal liggen de investeringskosten lager dan in Nederland. Dit is mede te verklaren door de stringentere milieueisen die in Nederland gesteld worden bij de vergunningsverlening. Daarom wordt aanbevolen om aan te sluiten bij de Nederlandse kostenniveaus. Dit is bovendien van belang, omdat het bij zelfstandige biomassa installaties om zeer specifieke techniek configuraties en daaraan gekoppelde brandstofkeuzen gaat. Daardoor kan niet worden overzien in hoeverre gegevens uit het buitenland op alle punten representatief zijn voor projecten in Nederland.

Onderhouds- en bedrijfskosten

Ook de totale O&M-kosten liggen in Nederland hoger dan in het buitenland. Verder valt op dat de O&M-kosten die door marktpartijen zijn opgegeven lager uitvallen dan vorig jaar bij de berekening van de onrendabele toppen is aangenomen.

Brandstofkosten

De aanname voor de brandstofkosten is gebaseerd op houtsnippers. 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 €/GJ⁶. Daarnaast is het ook mogelijk dat lokaal tijdelijk goedkopere stromen beschikbaar zijn. Deze zullen echter niet maatgevend zijn voor investeringsbeslissingen.

Lange termijn ontwikkelingen

Zoals hierboven aangegeven wordt voor de brandstofkosten het lange termijn prijsniveau van houtsnippers als maatgevend beschouwd. Wat betreft de investeringskosten wordt de komende jaren weinig ontwikkeling verwacht. Ook de verbeteringen van het elektrisch rendement worden beperkt geacht. Wat betreft de technologische prestatie van de installaties zullen de innovaties zich naar verwachting hoofdzakelijk richten op het verhogen van de bedrijfszekerheid. Marktpartijen geven nu al aan een hogere bedrijfstijd te realiseren dan voorheen was aangenomen. In overeenstemming met de opgaven van marktpartijen is de aanname met betrekking tot de bedrijfstijd daarom naar boven toe bijgesteld.

⁵ Op basis van verbranding van schoon hout en B-hout, zie tabel 2.1 in (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003b).

⁶ Uitgaande van een internationale marktprijs van ca. 3 €/GJ plus ca. 1 €/GJ transport en overslag. Informatie uit onderzoek van ECN en KEMA (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003a) geeft aan dat de Nederlandse prijzen voor hout uit bossen op dit moment tussen de 4,0 en 5,5 €/GJ ligt.

3.5.2 GFT vergisting

In de categorie-indeling voor de MEP-tarieven voor 2003 was elektriciteitsproductie uit GFT-vergisting in de categorie zelfstandige biomassa-installaties ingedeeld. In het onderzoek naar de kosten van GFT-vergisting (De Lange en Van Sambeek, 2003) zijn geen representatieve data uit de markt beschikbaar gekomen op basis waarvan eenduidige bandbreedtes en gemiddelden kunnen worden afgeleid voor een representatieve onrendabele top berekening.

3.5.3 (Co-) vergisten van mest

Elektriciteitsproductie uit (co-) vergisting van mest was bij de categorie-indeling voor de MEP-tarieven voor 2003 in de categorie zelfstandige biomassa-installaties ingedeeld. In het kader van de vaststelling van de MEP-tarieven voor 2003 is geen nader onderzoek verricht naar de kosten van (co-) vergisting van mest (De Lange en Van Sambeek, 2003). Ten behoeve van de tariefstelling voor 2004 en 2005 zijn de kosten in kaart gebracht. Tabel 3.7 geeft een overzicht van de technisch-economische berekeningsaannames voor het berekenen van de onrendabele top van (co-) vergisting van mest.

Tabel 3.7 *Technisch-economische aannames (co-) vergisting*

		Bandbreedte kostendata	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	5000 - 9900	7450
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	6000	6000
Onderhoudskosten vast	€/kW _e	447	447
Energie-inhoud	MJ/m ³	23	23
Elektrisch rendement	%	22,5	22,5
Thermisch rendement	%	30	30
Netto elektrisch vermogen	kW _e	40	40
Warmtelevering	GJ/jaar	1150	690
Eigen elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	200	200
Elektriciteitslevering aan het net	MWh/jaar	40	40
Stroomprijs	€/kWh _e	2,7	2,7
Vermeden stroomkosten	ct/kWh	-	8,0
Vermeden brandstofkosten	€/m ³	0,12	0,12
Economische levensduur	jaar	10	10

3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties

Tabel 3.8 geeft een overzicht van de technisch-economische inputs 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 2003. Deze aannames zijn gebaseerd op de VVAV studie "Kostprijs vergelijking AVI's". Omdat deze studie nog steeds het best beschikbare overzicht van de kosten van AVI's weergeeft, wordt geadviseerd onderstaande data als uitgangspunt voor de onrendabele topberekeningen te handhaven.

Tabel 3.8 *Technisch-economische aannames elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties (500 kton/jr)*

		Commercieel bedrijfszeker	Conventioneel	Hoog rendement
Investeringskosten	€/kW _e	7200	7712	6478
Bedrijfstijd	uren/jaar	8250	8000	7500
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,7	2,0	2,2
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	3,0	2,7	2,1
Energie-inhoud	GJ/ton	10	10	10
Brandstofkosten	€/ton	-90	-90	-90
Netto elektrisch rendement ⁷	%	20	22	30
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	2,71	2,71
Economische levensduur	jaar	15	15	15

Bedrijfseconomische en juridische afbakening van AVI's

In de studie naar de kostenontwikkeling van elektriciteit uit AVI's (Pfeiffer en De Lange, 2003) blijkt dat er in juridische zin geen verplichting bestaat tot het opwekken van elektriciteit uit de vrijgekomen warmte bij afvalverbranding. Echter, uit bedrijfseconomisch oogpunt zijn afvalverbranding en elektriciteitsproductie in AVI's een geïntegreerde economische activiteit. Dit wordt bevestigd door het feit dat in Europa ondanks het overwegend ontbreken van financiële stimulansen elektriciteitsproductie bij AVI's plaatsvindt met een netto elektrisch rendement van rond de 20%.

Referentierendement Nederland

Uit de studie naar de kostenontwikkeling van elektriciteit uit AVI's (Pfeiffer en De Lange, 2003) blijkt dat op dit moment het gemiddeld energetisch rendement van AVI's in Nederland op 22,2% ligt. Voorts blijkt uit de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de MEP-tarieven voor 2003 dat een AVI met een netto elektrisch rendement van 22% bij een afvaltarief van 90 €/ton een verwaarloosbare onrendabele top heeft (Van Sambeek, e.a., 2002). Ingeschat wordt dat de komende jaren een afvaltarief van 90 €/ton representatief blijft voor de Nederlandse markt. Derhalve is het referentie elektrisch rendement vastgesteld op 22%⁸.

Berekeningswijze onrendabele top

Bij de berekening van de onrendabele top zijn twee aspecten met betrekking tot het bepalen van het rendement van AVI's van belang. Ten eerste wordt nuttig gebruikte warmte ook gewaardeerd bij het vaststellen van het rendement van een AVI door de warmtelevering om te rekenen naar potentiële elektriciteitsproductie en mee te nemen in de bepaling van het elektrisch rendement.

Ten tweede wordt alle geproduceerde elektriciteit, zoals berekend op basis van het netto elektrisch rendement, geacht aan het net geleverd te worden. Dit betekent dat de onrendabele top berekening al gecorrigeerd is voor het aandeel eigen gebruik. Volgens deze methodiek is het dan ook niet te verdedigen om het eigen gebruik in aanmerking te laten komen voor een vergoeding vanuit de MEP.

Wanneer, conform het amendement Kortenhorst, het eigen gebruik mede in aanmerking zou komen voor een MEP-vergoeding, dient hiervoor gecorrigeerd te worden in de hoogte van het

⁷ In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement.

⁸ Bij een netto elektrisch rendement van 20% (overeenkomstig de huidige situatie op de Europese markt) is bij een afvaltarief van 90 €/ton sprake van een negatieve onrendabele top. Een netto elektrisch rendement van 20% kan daarom niet als referentie dienen voor de Nederlandse situatie.

MEP-tarief. De onrendabele top wordt in dat geval immers bepaald over een groter aantal kWh⁹. Bovendien dient opgemerkt te worden dat het verstrekken van een MEP-vergoeding voor het eigen gebruik in zekere mate een negatieve prikkel bevat voor het realiseren van efficiency verbeteringen.

Lange-termijn ontwikkelingen afvaltarieven

De aanname met betrekking tot het afvaltarief dat de komende jaren in Nederland zal gelden is van groot belang voor het vaststellen van de rendementseis van 22%. Daarom zijn de factoren die een mogelijke invloed hebben op de verwerkingskosten van afval en dus op het afvalverwerkingstarief nader onderzocht (Pfeiffer en De Lange, 2003). Dit heeft geleid tot de volgende conclusies:

- technologische ontwikkeling bij conventionele AVI's en daarmee gepaard gaande kostendalingen worden niet verwacht,
- van een positief effect dat kan optreden door een toename in de schaalgrootte van installaties is sprake,
- er wordt geen daling in het afvalverwerkingstarief verwacht als gevolg van levensduurverlenging van reeds afgeschreven installaties,
- er zullen wel effecten optreden door verschillen in milieueisen in verschillende lidstaten, maar deze zullen beperkt in omvang zijn,
- er zal geen structurele kostendaling optreden als gevolg van een overcapaciteit op de markt,
- het afvalverwerkingstarief zal grotendeels bepaald worden door de verwerking van huishoudelijk afval, waardoor een stabiele prijsontwikkeling te verwachten is,
- in een aantal landen zijn de afvalverwerkingstarieven hoger dan in Nederland,
- binnen landen, zo ook Nederland, verschillen tarieven sterk,
- de meeste landen kennen geen ondersteuningsmaatregelen voor AVI's, terwijl in de landen waar dat wel het geval is, alleen Italië voor bestaande installaties een hoger steunniveau kent. Denemarken is qua ondersteuningsniveau vergelijkbaar met Nederland.

Op basis van bovengenoemde factoren ontstaat een beeld waarbij eerder een stijging dan een daling van het afvalverwerkingstarief te verwachten is. Veel hangt daarbij af van de aard en wijze waarop de Europese markt vormgegeven zal worden. Gegeven de verschillen in steunniveau, tarieven, de mogelijkheden tot het storten van afval en milieueisen lijkt het reëel te verwachten dat er op middellange termijn (tot 2010) geen level-playing field zal bestaan in een open Europese afvalmarkt. Het is dan ook te verwachten dat er gedurende een overgangperiode reciprociteitseisen gesteld zullen gaan worden door verschillende lidstaten. Pas wanneer er sprake is van een level-playing field zullen alle landen bereid zijn volledig vrije handel toe te laten. Vooralsnog ligt het daarom voor de hand om ook voor de middellange en lange termijn voor Nederland uit te gaan van het afvalverwerkingstarief van 90 €/ton.

3.7 Vergistingsopties

In deze paragraaf wordt uitsluitend ingegaan op de benutting van stortgas voor elektriciteitsproductie en het opwekken van elektriciteit bij de reiniging van communaal of industrieel afvalwater. Overige vergistingsopties worden in paragraaf 3.5.2 en 3.5.3 behandeld.

3.7.1 Stortgas

Tabel 3.9 geeft de technisch-economische kengetallen voor elektriciteitsproductie uit stortgas.

⁹ Het aandeel eigen gebruik varieert bij de huidige installaties tussen 2 en 5% met een tendens bij nieuwe installaties in de richting van 2%.

Tabel 3.9 *Technisch-economische aannames stortgas*

		Uitgangspunten 2003	Opgave marktpartijen + studie Novem/KEMA	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	376	880 - 1250	1000
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	5000 - 8000	6500
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	90 - 165	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 - 0,06	0,01
Elektrisch rendement	%	35	28 - 36	35
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	2,7
Economische levensduur	jaar	15	10	10

Een stortplaatsbeheerder heeft in Nederland een verplichting het stortgas te onttrekken. In veel gevallen kiest de stortplaatsbeheerder ervoor om dit gas af te fakkelen. Indien het stortgas gebruikt wordt voor elektriciteitsopwekking worden er hogere eisen gesteld aan de gasonttrekkingsinstallatie wat tot extra investeringen en hogere operationele kosten leidt. In principe kan de stortplaatsbeheerder het stortgas kosteloos ter beschikking stellen, mits deze extra investeringen en hogere operationele kosten gedekt worden door de exploitant van de elektriciteitsproductie-unit. Ook zal het stortgas gereinigd moeten worden om het te kunnen toepassen in een gasmotor. In 2003 is uitsluitend gekeken naar de exploitatie van de elektriciteitsproductie-unit en zijn deze extra investeringen en hogere operationele kosten ten onrechte niet meegerekend.

Investeringskosten

De investeringskosten omvatten in tegenstelling tot de getallen voor 2003 nu ook investeringen in de gasreinigingsinstallatie en in de aanpassing van de gasonttrekkingsinstallatie.

Operationele kosten

Door de keuze voor een andere referentie die tevens de gasreinigingsinstallatie omvat zijn ook de O&M-kosten hoger.

Brandstofkosten

Er wordt uitgegaan van een vergoeding van 1 ct/m³ aan de stortplaatsbeheerder om deze een prikkel te verschaffen voor goed beheer van de gasonttrekkingsinstallatie.

Economische levensduur

In verband met het gasonttrekkingsprofiel bij een stortplaats is de economische levensduur in afwijking van andere duurzame elektriciteitsopties op 10 jaar gesteld.

3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's

Tabel 3.10 geeft de technisch-economische kengetallen zoals die door Novem en KEMA (2003b) zijn bepaald en aangevuld met informatie van marktpartijen. Ook hier is in overeenstemming met de praktijk 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). In de huidige referentie wordt aangenomen 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 exploiteren¹⁰. 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 gistingproces.

Tabel 3.10 *Technisch-economische aannames elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's*

		Uitgangspunten 2003	Opgave marktpartijen + studie Novem/KEMA	Advies MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	376	1230 - 2200 ¹¹	1450 - 1900 ¹²
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	6500 - 7000	7000
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	140 - 210	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	-	-	8,0
Elektrisch rendement	%	35	35	35
Economische levensduur	jaar	15	10	10

Investeringskosten

Door de keuze van een andere referentie omvatten de investeringskosten nu tevens de aanpassing van de gasonttrekkingsinstallatie en de gasreiniging.

O&M-kosten

Door de keuze van een andere referentie zijn ook de O&M-kosten hoger.

Vermeden stroomkosten

De opgewekte elektriciteit vervangt een deel van het eigen gebruik. In de praktijk zijn nauwelijks situaties bekend waarbij er netto elektriciteit geleverd wordt aan het net. De uitgespaarde elektriciteitsprijs dient dan ook als referentie genomen te worden bij het berekenen van de inkomsten.

Economische levensduur

Uit het onderzoek van Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003b) en uit door marktpartijen aangeleverde informatie blijkt de economische levensduur lager te zijn dan de in 2003 veronderstelde 15 jaar. DHV gaat in een studie uit van een economische levensduur van bouwkundige

¹⁰ Dit wordt bevestigd door een studie van DHV in opdracht van ECN, waarbij de investeringskosten, operationele kosten en inkomsten in kaart gebracht zijn voor een communale waterzuiveringsinstallatie. Daaruit kan worden afgeleid dat een investering in een vergistingsinstallatie vooral beoordeeld wordt met oog op de verminderde kosten voor slibafvoer. Elektriciteitsopwekking is daarbij slechts van secundair belang. Het biogas wordt gebruikt voor de productie van warmte die nodig is voor het gistingproces. De investeringsbeslissing voor een investering in het aanpassen van de gasonttrekkingsinstallatie, de gasreinigingsstap en de WKK dient vooral gezien te worden in het licht van een besparing op de kosten voor elektriciteitsinkoop.

¹¹ De laagste waarde wordt door marktpartijen in verband gebracht met RWZI's. De hoogste waarde geldt voor AWZI's.

¹² De laagste waarde wordt geldt voor RWZI's, de hoogste waarde voor AWZI's.

installaties van 30 jaar en voor overige installaties van 15 jaar. Voorlopig wordt geadviseerd om uit te gaan van 10 jaar.

3.8 Kleinschalige waterkracht

Tabel 3.11 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 te handhaven.

Tabel 3.11 *Technisch-economische aannames kleinschalige waterkracht*

		Uitgangspunten 2003	Internationale bandbreedte ¹³	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	3560	2800 - 4500	3560
Bedrijfstijd	uren/jaar	2950	ca. 2800	2950
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	ca. 32	n.v.t.
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,1	n.v.t.	1,1
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	2,71
Economische levensduur	jaar	20	-	20

Investeringskosten

De investeringskosten voor kleinschalige waterkrachtcentrales in het algemeen zijn afhankelijk van een aantal locatiespecifieke factoren. Voor de keuze van het type turbine is vooral het verval van belang. In Nederland zal wat dit betreft altijd sprake zijn van stromingstype waterkrachtinstallaties (Beurskens en Van Sambeek, 2003).

Ook kunnen milieu- en waterbeheerseisen invloed hebben op de investeringskosten, zoals bijvoorbeeld bij vismigratie en scheepvaart. Extra milieumaatregelen brengen vaak kosten met zich mee, zoals bij vistrappen. Het is hierdoor moeilijk om een eenvoudige richtwaarde voor de investeringskosten te herleiden (Beurskens en Van Sambeek, 2003).

Onderhouds- en bedrijfskosten

Voor de onderhoudskosten van waterkracht zijn nationaal en internationaal weinig gegevens beschikbaar. De aanname voor de O&M-kosten is gebaseerd op de bandbreedte aan beschikbare gegevens (Beurskens en Van Sambeek, 2003).

Bedrijfstijd

In de periode 1990 tot 2001 bedroeg het gemiddelde aantal vollasturen ca. 2740 (Beurskens en Van Sambeek, 2003). Afhankelijk van de jaarlijkse omstandigheden heeft dit aantal zich bewogen tussen ca. 2160 (in het jaar 1996) en 3740 (in het jaar 2000). In deze gegevens is geen aanleiding gevonden om de aanname ten aanzien van de bedrijfstijd bij te stellen.

Lange termijn ontwikkeling

De locaties waar exploitatie van waterkracht het meest kosteneffectief is zijn reeds in het verleden gerealiseerd. Daarom is de verwachting dat toekomstige projecten wellicht duurder zullen zijn dan degene die al in bedrijf zijn. In Nederland zijn op dit moment slechts een beperkt aantal projecten in de voorbereiding. Er is contact gezocht met marktpartijen om meer inzage te krijgen in de kengetallen die op deze projecten van toepassing zijn. Deze informatie was voor dit advies echter nog niet beschikbaar.

¹³ Uitgaande van een capaciteit van 1 tot 15 MWe.

4. FINANCIIEEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die bij de berekening van de onrendabele toppen worden gehanteerd.

Tabel 4.1 *Overzicht financieel-economische aannames*

	AVI's	Centrales	Overig
Debt/equity ratio	67/33	67/33	80/20 ¹⁴
Rente	6%	6%	6%
Return on equity ¹⁵	12%	12%	15%
Looptijd lening (jaar)	10	10	10
Vennootschapsbelasting	35%	35%	35%
EIA	n.v.t.	Ja	Ja
Groenbeleggen	Nee	Nee	Ja ¹⁶

4.1 Financieringsparameters

De Debt/equity ratio vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering van duurzame energieprojecten. Tot 2003 was voor windenergieprojecten op land door particuliere exploitanten 100% debt financiering gangbaar. Dit was mogelijk door financiering onder een leaseconstructie. Middels deze constructies kon optimaal gebruik gemaakt worden van het EIA- en VAMIL-voordeel. Door het afschaffen van de VAMIL zijn leaseconstructies echter minder aantrekkelijk geworden voor de financiers, waarmee deze vorm van financieren niet of nauwelijks meer voorkomt.

De return on equity voor AVI's en centrales is vastgesteld met de rendementseisen uit respectievelijk het Convenant Energie uit Afval en het Kolenconvenant.

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

De economische levensduur van projecten wordt doorgaans vastgesteld op 15 jaar. De economische levensduur van stortgas-, AWZI-, RWZI-, en meestookprojecten is vastgesteld op 10 jaar. Voor de economische levensduur van waterkrachtprojecten wordt 20 jaar aangenomen.

4.2 REB-vrijstelling

De REB-vrijstelling is niet in de onrendabele topberekeningen meegenomen. Voor het bepalen van de MEP-tarieven wordt de REB-vrijstelling bij de relevante categorieën van de onrendabele toppen afgetrokken. Gesignaleerd wordt dat dit uitgangspunt niet in alle gevallen overeenstemt

¹⁴ Met uitzondering van offshore windparken, waarvoor een D/E ratio van 65/35 gehanteerd is.

¹⁵ De return on equity wordt in het onrendabele top model berekend als de internal rate of return over de economische levensduur van het project.

¹⁶ Offshore wind komt niet in aanmerking voor groenbeleggen. Het voordeel van groenbeleggen wordt als een korting van 1% op de rente op de lening in de onrendabele topberekeningen meegenomen.

met de praktijk. In contracten tussen leveranciers aan onafhankelijke producenten, wordt ongeveer 50 - 70% van de REB-vrijstelling doorgesluisd¹⁷.

4.3 Energie Investeringsaftrek

Het fiscale voordeel van de energie-investeringsaftrek (EIA) wordt 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. De maximale EIA-aftrek bedraagt € 54,5 miljoen. In de berekeningen van de onrendabele toppen is met dit maximum rekening gehouden door de onrendabele toppen te berekenen aan de hand van representatieve schaalgrootten per type project.

Particuliere investeerders maken dikwijls niet voldoende winst om volledig van de EIA gebruik te maken. Zij moeten derhalve elders fiscale capaciteit inkopen. Voor het beschikbaar stellen van fiscale capaciteit gelden de normale rendementseisen voor investeringen. Daardoor komt in de praktijk niet altijd het gehele EIA-voordeel toe aan particuliere investeerders. Bij projecten van energiebedrijven wordt aangenomen dat deze bedrijven voldoende fiscale capaciteit hebben om de EIA volledig te benutten.

4.4 Stroomprijs

Voor alle duurzame elektriciteitsopties is een stroomprijs van 2,7 ct/kWh aangenomen. Deze aanname is gebaseerd op de resultaten van de Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010 (Ybema e.a., 2002). Voor wind op land en op zee zijn de kosten van onbalans daarop in mindering gebracht. De onbalanskosten voor wind worden ingeschat op 0,5 - 0,7 ct/kWh, zodat de marktprijs voor windstroom uitkomt op ca. 2,1 ct/kWh.

Op basis van verschillende studies kan de verwacht worden dat de stroomprijs de komende jaren zal stijgen. Dit hangt enerzijds samen met de structuur van de marktverhoudingen op de Nederlandse elektriciteitsmarkt, anderzijds met de introductie van een emissiehandelssysteem per 2005. Omdat de details van de implementatie van het CO₂-emissiehandelssysteem nog niet bekend zijn kunnen op dit moment geen eenduidige inschattingen worden gedaan ten aanzien van het effect van dit systeem op de ontwikkeling van de stroomprijs. Daarnaast zijn op dit moment geen kwantitatieve model analyses beschikbaar op basis van de huidige verwachte ontwikkeling van de structuur van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Derhalve wordt geadviseerd vooralsnog de aannames met betrekking tot de stroomprijs van de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2003 over te nemen. In 2004 zal een nieuwe Referentieraming worden opgesteld, waarin de effecten van de structuur van Nederlandse elektriciteitsmarkt en het CO₂-emissiehandelssysteem worden meegenomen.

¹⁷ Indien de REB-vrijstelling wel volledig aan de producent wordt doorgesluisd wordt door de leverancier een navolgende lagere prijs voor de stroom bedongen. Dit resulteert op dit moment in aanbiedingen voor de stroomprijs van ca. 1,5 ct/kWh voor windenergieprojecten op land.

5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT 2004 EN 2005

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit. De onrendabele toppen zijn berekend aan de hand van de berekeningsaannames die in dit rapport worden voorgesteld. Tabel 5.2 geeft vervolgens een indicatief overzicht van de mogelijke consequenties van deze onrendabele toppen voor de MEP-tarieven voor 2004 en 2005. De berekening van de MEP-tarieven is gebaseerd op de uitgangspunten voor de tariefstelling uit Hoofdstuk 2.

Tabel 5.1 *Voorlopige onrendabele toppen duurzame elektriciteit 2004 en 2005 op basis van voorgestelde berekeningsaannames*

Onrendabele top [ct/kWh]	2003	2004	2005
Vergistingsopties			
RWZI/AWZI	-1,6	-6,8 tot -2,3	-6,8 tot -2,3
Stortgas	-1,6	1,6	1,6
Bijstoken mengstromen in centrales	2,9	2,7 - 3,1 ¹⁸	2,7 - 3,1 ¹⁸
Meestook zuivere biomassa in centrales			
Meestoken houtpellets (referentie)	7,7	6,5	6,5
Meestoken diermeel	n.v.t.	2,1	2,1
Windenergie			
Onshore	7,8	7,8	7,6
Offshore	9,9	9,2 - 11,4	9,2 - 11,4
Zelfstandige biomassa-installaties (< 50 MW_e)			
Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW _e)	19,7	15,9	15,9
Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW _e)	8,5	10,5	10,5
(Co-) vergisten van mest	12,6	12,6	12,6
Waterkracht	9,8	12,4	12,4
Afvalverbrandingsinstallaties			
AVI Commercieel Bedrijfszeker, 20% rendement	-3,1	-3,1	-3,1
AVI Conventioneel, 22% rendement	0,2	0,2	0,2
AVI Hoog Rendement, 30% rendement	2,8	2,8	2,8

Naar aanleiding van verificatie van het model door diverse partijen is een aantal verbeteringen in het model aangebracht ten opzichte van het model dat is gebruikt voor de MEP-tarieven voor 2003. De verbeteringen hebben betrekking op de wijze waarop het effect van de EIA in het model is meegenomen. Deze aanpassingen hebben een zeer beperkte daling van de onrendabele toppen tot gevolg. De effecten van de model aanpassingen zijn het sterkst merkbaar bij kapitaal intensievere duurzame elektriciteitsopties. Een uitgebreide beschrijving van het onrendabele top model en de achterliggende berekeningsmethodiek is in een apart rapport beschikbaar (De Noord en Van Sambeek, 2003).

¹⁸ Gebaseerd op een spreiding van het aandeel biogeen materiaal van 70 tot 80%.

Tabel 5.2 *Indicatieve MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005 op basis van voorlopige onrendabele toppen*

MEP-categorie	MEP-tarief [ct/kWh]		
	2003	2004	2005
RWZI/AWZI	0	0	0
Stortgas	0	0	0
Mengstromen ^{19,20}	2,9	2,9	2,9
Zuivere biomassa	4,8	3,6	3,6
Zuivere biomassa - Diermeel	4,8	0	0
Wind op land ²¹	4,9	4,9	4,7
Wind op zee	6,8	6,8	6,8
Zelfstandige biomassa-installaties	6,8	6,8	6,8
Waterkracht	6,8	6,8	6,8
Zon-PV, golf- en getijdenenergie	6,8	6,8	6,8

^{*} op basis van een REB-vrijstelling van 2,9 ct/kWh.

Mengstromen

Voor mengstromen is een bandbreedte van de onrendabele top gegeven op basis van een spreiding in de fractie biogeen materiaal in de brandstof. De bandbreedte van de onrendabele top geeft aan dat de het huidige tarief zich rond het midden van deze bandbreedte begeeft. Geconcludeerd kan worden dat de onrendabele topberekeningen geen aanleiding geven tot het aanpassen van het huidige MEP-tarief voor mengstromen. Het MEP-tarief en de rendementeis voor AVI's blijven hiermee gehandhaafd.

Zuivere biomassa

Op basis van een verkorting van de economische levensduur van meestookprojecten tot 10 jaar, een verhoging van de aangenomen brandstofkosten tot 6,5 €/GJ en een verlaging van de investeringskosten wordt een lagere onrendabele top voor 2004 en 2005 berekend dan voor de vaststelling van de MEP-tarieven voor 2003. Naar aanleiding van deze lagere onrendabele top zou worden geadviseerd het MEP-tarief voor zuivere biomassa in centrales voor 2004 en 2005 te verlagen tot 3,6 ct/kWh.

Wind op land

De aanname met betrekking tot de O&M-kosten bij wind op land is omhoog bijgesteld. Daarentegen is de aanname met betrekking tot de investeringskosten verlaagd in overeenstemming met de verwachte daling van de investeringskosten. Per saldo treedt door deze aanpassingen van de aannames in 2004 geen verandering van de onrendabele top op. In 2005 daalt de onrendabele top enigszins als gevolg van een verdere verwachte daling van de investeringskosten.

Wind op zee

Evenals voor mengstromen is voor wind op zee een bandbreedte van de onrendabele top gegeven. De bandbreedte is bepaald op basis van de informatie over de kosten van de Nederlandse initiatieven voor windenergieprojecten op zee. De resulterende bandbreedte voor de onrendabele toppen laat zien dat het huidige MEP-tarief voor wind op zee gebaseerd is op een onrendabele top die in de onderkant van deze bandbreedte valt. Gegeven de verwachte realisatie van de twee huidige windenergieprojecten op zee op basis van het MEP-tarief voor 2003, aangevuld door additionele investeringssteun, zou vooralsnog geadviseerd worden om het MEP-tarief voor wind op zee van 2003 in 2004 en 2005 te handhaven. Bij toekomstige aanpassingen van het MEP-tarief voor wind op zee wordt geadviseerd deze te baseren op de gegevens die beschikbaar komen uit internationale implementatie-ervaring.

¹⁹ Naar rato van het aandeel biogeen materiaal.

²⁰ Voor installaties met een minimum netto elektrisch rendement van 26%.

²¹ Gedurende maximaal 10 jaar tot een maximum van 18.000 vollasturen.

Overige categorieën

Voor de overige categorieën zou op basis van de onrendabele topberekeningen en de uitgangspunten voor het vaststellen van de MEP-tarieven (zie Hoofdstuk 2) voorgesteld worden de huidige MEP-tarieven te handhaven in 2004 en 2005.

REFERENTIES

- Beurskens, L.W.M. en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten van duurzame elektriciteit, kleinschalige waterkracht*, ECN-C--03-074/G, augustus 2003.
- Beurskens, L.W.M. en M. de Noord (2003): *Offshore wind power developments*, ECN-C--03-058, juli 2003.
- Harmsen, R. en E.J.W. van Sambeek (2003): *Learning curves*, ECN-C--03-074/H, augustus 2003.
- 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
- 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.
- Lako, P. en S.N.M. van Rooijen (1998): *Economics of power generation from imported biomass*, ECN-C--98-013.
- Lange, T.J. de, en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten van duurzame elektriciteit, vergisting*, ECN-C--03-74/F, augustus 2003.
- Menkveld, M., H.J. de Vries en E.J.W. van Sambeek (2003): *Comparison of feed-in tariffs for renewable electricity in European countries*, ECN-C--03-75, augustus 2003.
- Noord, M. de, en E.J.W. van Sambeek (2003): *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C--03-077, augustus 2003
- Novem-KEMA (2003b): *Advies Differentiatie binnen de MEP-categorie "Kleinschalige bioenergie"*, concept d.d. 17.07.2003 (vertrouwelijk, nog niet gepubliceerd).
- Novem-KEMA, (2003a): *Advies Differentiatie binnen de MEP-categorie "Zuivere Biomassa"*, april 2003.
- Pfeiffer, A.E. en T.J. de Lange (2003): *Kosten van duurzame elektriciteit, afvalverbrandingsinstallaties*, ECN-C--03-74/E, augustus 2003.
- Ruijgrok, W.J.A. en E.J.W. van Sambeek (2003a): *Kosten van duurzame elektriciteit, grootschalige inzet van biomassa in centrales*, ECN-C--03-074/C, augustus 2003.
- 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.
- Sambeek, E.J.W. van, et al., (2002)*: *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit, Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen*, ECN-C--02-088, november 2002.
- Ybema, J.R., A.W.N. van Dril, R. van den Wijngaart, B. Daniels (2002): *Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010*, ECN-C--02-010

* Een update van de aannames in dit rapport wordt verschaft in de notitie "Update van de berekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit", d.d. 05.12.2002.

BIJLAGE A OVERZICHT BEREKENINGSAANNAAMES ONRENDABELE TOPPEN 2004

	Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW _e)	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW _e)	(Co-) vergisting mest	AVI commercieel bedrijfszeker, 500 kton	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Investeringskosten	€ / kW _e	2000	2900	120 ²³	310 ²⁴	750 ²⁵	4000	7450	7200	7712	6478	1675 ²⁶	1000	3560
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	3350	7500	7000	7000	7000	7500	6000	8250	8000	7500	7000	6500	2950
Vaste O&M-kosten	€ / kW _e	-	250	-	-	-	400	447	-	-	-	175	128	-
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	2,3	-	0,25	1,07	1,1	-	-	1,7	2,0	2,2	-	-	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	-	-	0,95	3,66	2,0	-	-	3,0	2,7	2,1	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	10	17	10,8	15	10	23 ²⁷	10	10	10	22 ²⁸	19,2 ²⁹	-
Brandstofkosten	€/ton	-	40	110,5	-30,2	-45	40	0	-90	-90	-90	0	1,0 ³⁰	-
Elektrisch rendement ³¹	%	-	30	37,5	37,5	31,5	20	-	20	22	30	35	35	-
Thermisch rendement ³²	%	-	7,5	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,7	2,7	-	-	-	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Onbalanskosten	ct/kWh _e	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

²³ Investeringskosten in €/kW_{th}

²⁴ Investeringskosten in €/kW_{th}

²⁵ Investeringskosten in €/kW_{th}

²⁶ Gemiddelde van AWZI en RWZI

²⁷ Energie-inhoud in MJ/m³

²⁸ Energie-inhoud in MJ/m³

²⁹ Energie-inhoud in MJ/m³

³⁰ Brandstofkosten in ct/m³

³¹ In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement

³² Omgerekend naar elektriciteitsequivalent

	Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootchalig (ca. 30 MW _p)	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW _p)	(Co-) vergisting mest	AVI commercieel bedrijfszeker, 500 kton	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Vermeden brandstofkosten (gas)	-	-	0,12	-	-	-	0,12	0,12	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	-	-	-	40	40	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	-	-	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Economische levensduur	15	15	15	10	10	15	15	10	15	15	15	10	10	20
Debt/equity ratio	80/20	65/35	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	80/20
Rente lening ³³	5	6	5	6	6	6	5	5	6	6	6	5	5	5
Termijn lening	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	15	15	15	12	12	12	15	15	12	12	12	15	15	15
EIA	85	100 ³⁵	100	100	100	100	100	100	0	0	0	100	0	100

³³ 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.

³⁴ Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.

³⁵ Tot een maximum van € 54,5 miljoen.

BIJLAGE B OVERZICHT BEREKENINGSAANNAAMES ONRENDABELE TOPPEN 2005

	Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW _e)	Meeestook zuivere bio-massa (referentie)	Meeestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW _e)	(Co-) vergisting mest	AVI commercieel be-drijfszeker, 500 kton	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Investeringskosten	€ kW _e	2000	2900	120 ³⁶	310 ³⁷	750 ³⁸	4000	7450	7200	7712	6478	1675 ³⁹	1000	3560
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	3350	7500	7000	7000	7000	7500	6000	8250	8000	7500	7000	6500	2950
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	-	250	-	-	-	400	447	-	-	-	175	128	-
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	2,3	-	0,25	1,07	1,1	-	-	1,7	2,0	2,2	-	-	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	-	-	0,95	3,66	2,0	-	-	3,0	2,7	2,1	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	10	17	10,8	15	10	23 ⁴⁰	10	10	10	22 ⁴¹	19,2 ⁴²	-
Brandstofkosten	€/ton	-	40	110,5	-30,2	-45	40	0	-90	-90	-90	0	1,0 ⁴³	-
Elektrisch rendement ⁴⁴	%	-	30	37,5	37,5	31,5	20	-	20	22	30	35	35	-
Thermisch rendement ⁴⁵	%	-	7,5	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,7	2,7	-	-	-	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Onbalanskosten	ct/kWh _e	0,6	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

³⁶ Investeringskosten in €/kW_{th}

³⁷ Investeringskosten in €/kW_{th}

³⁸ Investeringskosten in €/kW_{th}

³⁹ Gemiddelde van AWZI en RWZI

⁴⁰ Energie-inhoud in MJ/m³

⁴¹ Energie-inhoud in MJ/m³

⁴² Energie-inhoud in MJ/m³

⁴³ Brandstofkosten in ct/m³

⁴⁴ In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement

⁴⁵ Omgerekend naar elektriciteits equivalent

	Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK groot-schalig (ca. 30 MW _e)	Meestook zuivere bio-massa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW _e)	(Co-) vergisting mest	AVI commercieel be-drijfszeker, 500 kton	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Vermeden brandstofkosten (gas)	-	-	0,12	-	-	-	0,12	0,12	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	-	-	-	40	40	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	-	-	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Economische levensduur	15	15	15	10	10	15	15	10	15	15	15	10	10	20
Debt/equity ratio	80/20	65/35	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	80/20	80/20
Rente lening ⁴⁶	5	6	5	6	6	6	5	5	6	6	6	5	5	5
Termijn lening	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	15	15	15	12	12	12	15	15	12	12	12	15	15	15
EIA	85	100 ⁴⁸	100	100	100	100	100	100	0	0	0	100	0	100

⁴⁶ 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.

⁴⁷ Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.

⁴⁸ Tot een maximum van € 54,5 miljoen.

BIJLAGE C BEREKENINGSMETHODIEK ONRENDABELE TOPPEN

Berekeningsmethodiek

De onrendabele toppen zijn berekend aan de hand van een standaard cash flow model. In de berekeningsmethodiek wordt onderscheid gemaakt tussen de economische levensduur van een installatie en de termijn waarover de producentenvergoeding wordt uitgekeerd. De producentenvergoeding geldt voor een periode van 10 jaar vanaf het moment van ingebruikname van een installatie. Voor de meeste duurzame elektriciteitsopties is aangenomen dat de economische levensduur van de installatie langer dan 10 jaar is. Om een basis te verschaffen voor het vaststellen van een producentenvergoeding dient de onrendabele top over de economische levensduur te worden omgerekend naar een onrendabele top over 10 jaar. Deze berekeningswijze zorgt ervoor dat de investeerder zekerheid wordt geboden dat hij binnen 10 jaar het onrendabele deel van de investering kan dekken.

De berekening volgens bovenstaande systematiek verloopt volgens de volgende stappen:

- Eerst wordt op basis van de gebruikelijke economische levensduur van een installatie de onrendabele top berekend, bijvoorbeeld 15 jaar voor wind op land.
- Vervolgens wordt de cash flow die deze onrendabele top vertegenwoordigt verdisconteerd tot zijn netto contante waarde.
- Vervolgens is deze netto contante waarde teruggerekend naar een equivalente cash flow over 10 jaar. Met andere woorden, het onrendabele deel dat over de economische levensduur bestaat moet in 10 jaar worden terugverdiend.
- Op basis van deze equivalente cash flow wordt vervolgens de onrendabele top per kWh over 10 jaar berekend.

Over het onrendabele top model en de achterliggende berekeningsmethodiek is een apart rapport opgesteld (De Noord en Van Sambeek, 2003). Daarnaast is ook het onrendabele top model zelf publiek beschikbaar. Naar aanleiding van verificatie van het model door diverse partijen is een aantal verbeteringen in het model aangebracht ten opzichte van het model dat is gebruikt voor de MEP-tarieven voor 2003. Deze aanpassingen hebben een zeer beperkte invloed op de onrendabele toppen. Bovengenoemd rapport en het publiek beschikbare model geven het aangepaste model weer dat wordt gebruikt ten behoeve van de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven voor 2004 en 2005.

Monte Carlo Analyse

Voor de inputs van het model kunnen bandbreedtes en distributies worden gespecificeerd waarmee aan de hand van een externe Monte Carlo module een gevoeligheidsanalyse kan worden uitgevoerd. De resultaten van de Monte Carlo analyse zijn de bandbreedtes van onrendabele toppen en tornadodiagrammen die de belangrijkste gevoeligheden voor inputs aanduiden. In de publiek beschikbare versie van het onrendabele top model is geen mogelijkheid voor het uitvoeren van een Monte Carlo analyse opgenomen.