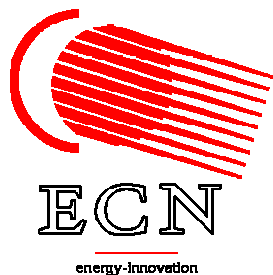


**TECHNISCH-ECONOMISCHE PARAMETERS VAN  
DUURZAME ELEKTRICITEITSOPTIES  
2006 - 2007**

**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**

E.J.W. van Sambeek, ECN  
H.J. de Vries, ECN  
T.J. de Lange, ECN  
H. Cleijne, KEMA  
E.A. Pfeiffer, KEMA  
F. Verheij, 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-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 7.7598.01.01. 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 for new projects starting in the period 1 July 2006 till 31 December 2007. 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	8
3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES	9
3.1 Wind onshore	9
3.2 Wind offshore	11
3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales	12
3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales	13
3.3.2 Diermeel	14
3.4 Inzet van mengstromen in centrales	14
3.5 Zelfstandige biomassa-installaties	15
3.5.1 Verbranding van hout	15
3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties	16
3.7 Vergistingsopties	17
3.7.1 Stortgas	17
3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's	18
3.8 Kleinschalige waterkracht	18
4. FINANCIIEEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES	20
4.1 Financieringsparameters	20
4.2 Energie Investeringsaftrek	20
4.3 Stroomprijs	21
4.4 CO <sub>2</sub> -emissierechten	21
4.5 Onrendabele top model	21
5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT	22
REFERENTIES	24
BIJLAGE A NETAANSLUITKOSTEN	25
BIJLAGE B OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES ONRENDABELE TOPPEN TWEEDE HELFT 2006	29
BIJLAGE C OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES ONRENDABELE TOPPEN 2007	31



## 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 de tweede helft van 2006 en 2007. Daarnaast worden in dit rapport ook de onrendabele toppen gepresenteerd die op basis van de geadviseerde aannames zijn berekend en worden de consequenties voor de MEP-subsidietarieven voor duurzame elektriciteit aangegeven.

Tabel S.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:

- doordat de aanname met betrekking tot stroomprijs verhoogd van 2,7 naar 3,7 ct/kWh na 1 juli 2006 daalt de onrendabele top van een aantal categorieën. Als gevolg hiervan dalen ook de MEP-tarieven.
- De belangrijkste consequentie van de aanpassing van de stroomprijs is de daling van de onrendabele top voor wind op zee. Omdat vanuit het criterium van een minimale kosteneffectiviteit de producentenvergoeding voor offshore windenergie limiterend is voor de maximale hoogte van de producentenvergoeding resulteert dit tevens in een verlaging van de MEP-tarieven voor zelfstandige biomassa-installaties, zon-PV en waterkracht.
- De daling van het MEP-tarief voor wind op land komt voor een belangrijk deel voort uit de aanpassing van de stroomprijs, maar vloeit daarnaast voort uit een verlaging van de investeringskosten met 2% per jaar.
- De MEP-tarieven van zuivere biomassa zijn p.m. opgenomen. Deze tarieven zijn sterk afhankelijk van de biomassaprijs. Op dit moment loopt nog nader onderzoek naar de lange termijn ontwikkeling van de biomassaprijzen. De resultaten van dit onderzoek zullen worden meegenomen in het eindadvies.

Tabel S.1 *Indicatieve MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2006 en 2007 op basis van concept onrendabele topberekeningen*

MEP-categorie	2003	2004 tot 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	0,6	0,6
Mengstromen <sup>1,2</sup>	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,6	2,6
Zuivere biomassa	4,8	4,1	5,5	7,0	7,0	p.m.	p.m.
Zuivere biomassa - Diermeel	-	2,1	2,1	2,1	2,1	p.m.	p.m.
Wind op land <sup>3</sup>	4,9	4,9	6,3	7,7	7,7	6,4	6,2
Wind op zee	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Zelfstandige bio-energie installaties < 50 MW <sub>e</sub>	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Waterkracht	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Zon-PV, golf- en getijdenenergie	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8

<sup>1</sup> Naar rato van het aandeel biogeen materiaal.

<sup>2</sup> Voor installaties met een minimum netto elektrisch rendement van 26%.

<sup>3</sup> 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 de tweede helft van 2006 en 2007.

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.

Dit concept advies staat los van de conclusies en aanbevelingen uit de tussenevaluatie van de MEP. Op het moment van het opstellen van dit concept advies wordt door EZ de tussenevaluatie van de MEP afgerond. Mogelijk volgen uit de tussenevaluatie aanbevelingen voor aanpassingen aan de MEP. De definitieve conclusies en aanbevelingen van de tussenevaluatie zijn echter nog niet bekend. Eventuele wijzigingen die mogelijk voortvloeien uit de tussenevaluatie zijn dan ook niet in dit concept advies meegenomen. Bij het eindadvies ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven zal rekening worden gehouden met de conclusies en aanbevelingen uit de tussenevaluatie.

De opbouw van dit rapport is in hoofdlijnen vergelijkbaar met het (concept) advies dat in 2003 is uitgebracht ten behoeve van het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 (ECN-C--03-078 en ECN-C--03-085). Dit vergemakkelijkt een vergelijking van het huidige advies met het advies van vorig jaar.

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten die worden gehanteerd bij de berekeningen en het vaststellen van de MEP-subsidietarieven 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 overzicht gegeven van de consequenties van deze onrendabele toppen voor de MEP-subsidietarieven in de tweede helft van 2006 en 2007.

## 2. UITGANGSPUNTEN TARIEFSTELLING MEP DUURZAME ELEKTRICITEIT

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 evenals in voor de MEP-subsidietarieven voor 2003, 2004 en 2005 door het Ministerie van Economische Zaken de volgende criteria vastgesteld:

### *Efficiëntie van besteding van middelen*

Overstimulering dient voorkomen te worden. 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, 2004 en 2005*

De categorie-indeling sluit aan bij de indeling zoals die is vastgesteld voor de MEP voor 2003.

### *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 EIA-voordeel*

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



### 3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES

#### 3.1 Wind onshore

Tabel 3.1 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor 2003/2004/2005 en de aannames die worden geadviseerd voor de tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007.

Tabel 3.1 *Technisch-economische aannames wind op land*

		Uitgangspunten			Advies t.b.v. MEP-tarieven	
		2003	2004	2005	2006	2007
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	1150	1125	1100	1080	1055
Vollasturen	uren/jaar	1800	1800	1800	1800	1800
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	n.v.t.	39	39	39	39
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	1,8	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Onbalanskosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,6	0,6	0,6	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 Sambeek, 2003) wordt voor windprojecten 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 2005 (1100 €kW) resulteert dit in investeringskosten van ca. 1080 €kW in de tweede helft van 2006 en ca. 1055 €kW in 2007.

#### *Onderhouds- en bedrijfskosten*

Tijdens de marktconsultatie in het kader van het advies voor de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 is door verschillende marktpartijen gevraagd om meer inzicht te geven in de opbouw van de O&M-kosten voor wind op land en de aannames die op de verschillende deelcomponenten zijn gedaan. Hieronder wordt nader toegelicht uit welke componenten de aanname voor O&M-kosten bestaat.

#### *NETINPASSINGSKOSTEN*

In de marktconsultatie in het kader van het advies voor de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 is door verschillende marktpartijen naar voren gebracht dat de netinpassingskosten voor wind op land de afgelopen jaren sterk zijn gestegen. Ten behoeve van het advies voor de MEP-subsidietarieven voor de tweede helft 2006 en 2007 is daarom nogmaals nader onderzoek gedaan naar de netinpassingskosten voor wind op land. In Bijlage A wordt een overzicht geboden van de bevindingen in dit onderzoek. 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 ca. 40.000 - 150.000 €MW. Daarnaast 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 aan-

gegaan 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 contracten voor correctief onderhoud zijn mogelijk, aan de ene kant lage tot geen vaste kosten en alle werkzaamheden en materialen worden op basis van nacalculatie afgerekend en het andere uiterste hoge vaste kosten waarin 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 verantwoordelijk 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.

#### *VERZEKERING*

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 voor een leek 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 bedrijfschadegevolgverzekering gekoppeld worden, deze verzekering vergoedt de opbrengstderiving ten gevolge van stilstand na machinebreuk.

#### *ONDERHOUDS-, GARANTIE- 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 is niet mogelijk.

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.

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 plotselinge optredende interne schade als gevolg van materiaal- en productiefouten. Het is de keuze van de windturbine-eigenaar om een bedrijfschadegevolgverzekering 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 bedrijfschadegevolgverzekering kost 0,5 tot 0,6% van de verwachte energieopbrengst, met een wachttijd van 4 à 5 dagen na melding van de machinebreuk. Tabel 3.2 geeft een overzicht van de jaarlijkse onderhouds-, garantie- en verzekeringskosten voor wind op land uitgaande van een vijfjarig onderhouds- en garantiecontract.

Tabel 3.2 *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)

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 vollaasturen met een vergoeding van 0,09 €/kWh betekent dit €18.000 tot 32.000 per MW per jaar.

#### *GRONDKOSTEN*

In het rapport 'Kosten duurzame elektriciteit; wind op land' (ECN-C--03-074/A) 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. €5000 - 23.000, waarbij het gemiddelde rond de €10.000 ligt.

#### *CONCLUSIE ONDERHOUDS- EN BEDRIJFSKOSTEN*

In het concept advies voor de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 (ECN-C--03-078) is uit een internationaal vergelijk een bandbreedte voor de totale onderhouds- en bedrijfskosten van ca. 20 tot 50 €/kW/jaar gegeven. Daarbij werd aangegeven dat de meeste concrete beschikbare gegevens voor Nederlandse projecten liggen in een bandbreedte van ca. 30 tot 50 €/kW/jaar. Op basis hiervan is in overeenstemming met gegevens die door de markt in de consultatie rondom de MEP-subsidietarieven van 2003 zijn aangeleverd de totale met onderhouds- en bedrijfskosten van 39 €/kW/jaar gesteld. De bandbreedte voor de totale onderhouds- en bedrijfskosten op basis van bovengenoemde informatie over de grondkosten, netkosten, verzekerings-, garantie- en onderhoudskosten stemt goed overeen met de bandbreedte die vorig jaar uit het internationaal vergelijk naar voren is gekomen. Ook bevestigen bovengenoemde cijfers dat de totale onderhouds- en bedrijfskosten voor wind op land in Nederland overwegend in de bandbreedte van 30 - 50 €/kW/jaar liggen. Derhalve wordt geadviseerd om de aanname van 39 €/kW/jaar te handhaven voor de tariefberekeningen voor de tweede helft 2006 en 2007.

## 3.2 Wind offshore

Tabel 3.3 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003, 2004 en 2005 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 kosten duurzame elektriciteit uit 2003 opgenomen (Kooijman en Sambeek, 2003b).

Tabel 3.3 *Technisch-economische aannames wind op zee*

		Uitgangspunten	Internationale	Gegevens	Advies t.b.v. MEP-	
		2003/2004/2005	bandbreedte	NSW en Q7*	tarieven	
					2006	2007
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	2000	1675 - 2250	2020 - 2250	2000	1850
Vollasturen	uren/jaar	3350	-	-	3350	3350
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	n.v.t.	67 - 101	60 - 90	80	80
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	2,3	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Onbalanskosten	€kWh <sub>e</sub>	0,6	-	-	0,6	0,6

\* bron: ECN-C--03-058.

#### *Investeringskosten huidige projecten*

Uit het internationale bandbreedte van de kosten van wind op zee is geen representatieve inschatting van de investeringskosten van offshore wind op de Nederlandse Noordzee is te geven (Kooijman en Sambeek, 2003b). De beschikbare gegevens over de investeringskosten van wind op zee bij NSW en Q7 bepalen de bovenkant van de internationale bandbreedte. 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 de huidige investeringskosten zich moeilijk laten inschatten. Gegeven deze specifieke omstandigheden voor de Nederlandse Noordzee en de grote bandbreedte aan kostendata uit het internationaal vergelijk is voor de tweede helft van 2006 voorgesteld de technisch-economische kengetallen, zoals die vorig jaar door ECN en KEMA zijn vastgesteld, te handhaven (ECN-C--04-041).

#### *Investeringskosten vanaf 2007*

Toekomstige daling van de investeringskosten hangt sterk af van de internationale ervaringen en implementatiesnelheid van offshore windvermogen en de kennis die opgedaan wordt voor de specifieke Nederlandse situatie. Na de eerste projecten in Nederland wordt verwacht als gevolg van de internationaal opgebouwde ervaring de kosten voor nieuwe parken zullen 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' (ECN-C--04-045) wordt de mogelijke daling van de investeringskosten voor wind op zee in kaart gebracht. In overeenstemming met dit onderzoek wordt een aanname van 1850 €kW voor de investeringskosten voor 2007 realistisch geacht.

#### *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. Geadviseerd wordt om bij de berekeningen van de onrendabele top uit te gaan van 80 €kW/jaar. Dit komt ongeveer overeen met 2,3 ct/kWh bij 3350 vollasturen per jaar.

### 3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales

Tabel 3.4 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003/2004/2005, de eerste helft van 2006 en de aannames die worden geadviseerd voor de tarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. De aannames met betrekking tot de biomassaprijs, alsmede de daarmee samenhangende aanname voor de energie-inhoud van de brandstof, zijn vooralsnog opengelaten. Op dit moment loopt nader onderzoek naar de lange termijn prijzen van biomastromen. Voor het eindadvies inzake de MEP-tarieven vanaf de tweede helft 2006 en 2007 zal de aanname voor de biomassaprijs o.a. op basis van dit onderzoek worden vastgesteld.

### *Baten CO<sub>2</sub>-emissierechten*

Omdat de onrendabele top voor bij- en meestookopties niet ten opzichte van de stroomprijs (inclusief CO<sub>2</sub>-prijs), maar ten opzichte van de kolenprijs wordt berekend, dienen de uitgespaarde kosten van CO<sub>2</sub>-rechten apart als baten in de berekening te worden meegenomen. Voor de aanname voor de prijs van CO<sub>2</sub>-rechten is aangesloten bij de prijsontwikkeling uit de voorlopige resultaten uit de Referentieraming (zie Paragraaf 4.4). Dit zijn tevens de aannames die ten grondslag liggen aan de stroomprijsscenario's ten behoeve van de referentieraming en waarop ook de aanname van de stroomprijs voor de MEP-tarieven in dit advies is gebaseerd (zie Paragraaf 4.3.)

Tabel 3.4 *Technisch-economische aannames zuivere biomassa in centrales*

		Uitgangspunten		Advies t.b.v. MEP-tarieven	
		2003	2004/2005	2006	2007
Investeringskosten	€/kW <sub>th</sub>	220	220	220	220
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	7000	7000	7000
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,25	0,25	0,25	0,25
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,95	0,95	0,95	0,95
Gemiddelde CO <sub>2</sub> -baten	€/ton CO <sub>2</sub>	-	-	6	6
CO <sub>2</sub> -emissiefactor kolencentrales	kg/kWh <sub>e</sub>	-	-	0,85	0,85
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	10	17	p.m.	p.m.
Brandstofkosten	€/GJ	6,0	6,5	p.m.	p.m.
Brandstofkosten	€/ton	60	110,5	p.m.	p.m.
Elektrisch rendement	%	37,5	37,5	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	GJ/ton	24,1	24,1	24,1	24,1
Vermeden brandstofkosten	€/ton	40	40	40	40
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	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 (Sambeek et al, 2002). Vanuit operationeel oogpunt verdient het de voorkeur om een brandstof te kiezen met specificaties die dicht in de buurt van kolen liggen. Houtpellets voldoen daar op dit moment het best aan. Derhalve is voorgesteld om voor de periode 2004 - eerste helft 2006 houtpellets als referentiebrandstof voor het meestoken van zuivere biomassa in centrales te beschouwen. In het licht van het onderzoek naar biomassaprijzen zal deze aanname ten behoeve van het eindadvies opnieuw tegen het licht gehouden worden.

#### *Investeringskosten*

In afwachting van het onderzoek naar biomassaprijzen en de bepaling van de referentiebrandstof wordt voor de investeringskosten vooralsnog dezelfde aanname gedaan als voor de MEP-tarieven van 2004 en 2005.

#### *Onderhouds- en bedrijfskosten*

In afwachting van het onderzoek naar biomassaprijzen en de bepaling van de referentiebrandstof wordt voor de onderhouds- en bedrijfskosten vooralsnog dezelfde aanname gedaan als voor de MEP-tarieven van 2004 en 2005.

### 3.3.2 Diermeel

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 3.5 is uitgegaan van de opgaven van marktpartijen in het kader van het onderzoek door Novem en KEMA (Novem-KEMA, 2003a). Vooral nog wordt geadviseerd om de berekeningsaannames voor de onrendabele top berekening voor 2004/2005 te handhaven voor 2006/2007. Er zijn echter aanwijzingen dat de internationale marktsituatie voor diermeel sinds 2003 is gewijzigd, hetgeen zich mogelijk zou kunnen vertalen in een verandering van de diermeelprijs. In het kader van het eerder genoemde onderzoek naar biomassaprijzen zullen ook de aannames in Tabel 3.5 in zijn geheel opnieuw tegen het licht gehouden worden. Mogelijk kan hieruit een aanpassing van de onrendabele top berekening voortvloeien.

Tabel 3.5 *Technisch-economische aannames diermeel in centrales*

		Aannames	Advies t.b.v.	
		MEP-tarieven	MEP-tarieven	
		2004/2005	2006	2007
Investeringskosten	€kW <sub>th</sub>	310	310	310
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	7000	7000
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	1,07	1,07	1,07
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	3,66	3,66	3,66
Gemiddelde CO <sub>2</sub> -baten	€ton CO <sub>2</sub>	-	6	6
CO <sub>2</sub> -emissiefactor kolencentrales	kg/kWh <sub>e</sub>	-	0,85	0,85
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	10,8	10,8	10,8
Brandstofkosten	€GJ	-2,8	-2,8	-2,8
Brandstofkosten	€ton	-30,2	-30,2	-30,2
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

### 3.4 Inzet van mengstromen in centrales

Tabel 3.6 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.

Tabel 3.6 *Technisch-economische aannames mengstromen in centrales*

		Bandbreedte o.b.v. cases	Aannames	Advies t.b.v.
			MEP-tarieven	MEP-tarieven
			2003/2004/2005	2006 en 2007
Investeringskosten	€kW <sub>th</sub>	600 - 900	750	750
Bedrijfstijd	uren/jaar	6500 - 7500	7000	7000
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	1,0 - 1,2	1,1	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	1,5 - 2,5	2,0	2,0
Gemiddelde CO <sub>2</sub> -baten	€ton CO <sub>2</sub>	-	-	6
CO <sub>2</sub> -emissiefactor kolencentrales	kg/kWh <sub>e</sub>	-	-	0,85
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	15	15	15
Fractie biogeen materiaal <sup>4</sup>	%	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
Vermeden brandstofkosten	€ton	35 - 40	40	n.v.t.
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	78,8	78,8	78,8

<sup>4</sup> 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.

Evenals bij de categorie grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales worden ook bij de inzet van mengstromen in centrales de CO<sub>2</sub>-baten apart in de berekening van de onrendabele top voor de tweede helft 2006 en 2007 meegenomen.

## 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 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-C--03-078). Deze referentie wordt in dit advies overgenomen.

Tabel 3.7 en 3.8 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 Sambek, 2003b). In verband met schaalvoordelen bij grotere projecten wordt onderscheid gemaakt naar kleinschalige installaties met een vermogen < 5 MW<sub>e</sub> en grootschaliger installaties van ca. 30 MW<sub>e</sub>. 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. Daarom wordt geadviseerd dezelfde aannames te hanteren als bij de onrendabele topberekeningen voor de MEP-tarieven van 2003, 2004 en 2005.

Tabel 3.7 *Technisch-economische aannames kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties (< 5MW<sub>e</sub>)*

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt <sup>5</sup>	MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
		2003				
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	6000	3500 - 4000	4600 - 7265	4000	4000
Bedrijfstijd	uren/jaar	5500	-	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	300	n.v.t.	453 - 477	400	400
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	3,5	2,1 - 3,0	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	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
Thermisch rendement	%	20	-	30 - 31,5	20	20
Vermeden brandstofkosten	€m <sup>3</sup>	0,12	-	-	0,12	0,12

Tabel 3.8 *Technisch-economische aannames grootschalige zelfstandige biomassa-installaties (ca. 30 MW<sub>e</sub>)*

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens uit de markt <sup>6</sup>	MEP-tarieven 2004 en 2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2006
		2003				
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	3660	2350 - 2700	2790 - 3010	2900	2900
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	-	7500	7500	7500
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	100	150 - 230	250 - 263	250	250
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	3,5	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Overige operationele kosten	€kWh <sub>e</sub>	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	%	45	-	7,5	7,5	7,5
Vermeden brandstofkosten	€m <sup>3</sup>	0,12	-	-	0,12	0,12

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 €GJ. Afhankelijk van de resultaten van het eerder genoemde onderzoek naar biomassaprijzen zal de aanname met betrekking tot de prijs van houtsnippers voor het eindadvies inzake de onrendabele toppen mogelijk opnieuw tegen het licht gehouden worden.

### 3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties

Tabel 3.9 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 2003/2004/2005. Deze aannames zijn

<sup>5</sup> Omvat de opties verbranding van schoon hout en B-hout, zie Tabel 2.1 (Ruijgrok en Sambeek, 2003b).

<sup>6</sup> Op basis van verbranding van schoon hout en B-hout, zie Tabel 2.1 in (Ruijgrok en Van Sambeek, 2003b).



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

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

In de marktconsultatie ten behoeve van de MEP-tarieven 2004 en 2005 is door de VVAV (nu VA) aangegeven dat de operationele kosten van AVI's aanmerkelijk zou zijn gestegen, in het bijzonder de afvoerkosten van bodemas. In het eindadvies ten behoeve van de MEP-tarieven 2004 en 2005 (ECN-C--03-085) hebben ECN en KEMA erop geduid dat de berekeningsaannames met betrekking tot de onderhouds- en bedrijfskosten in nauwe samenhang met de afvaltarieven moeten worden gezien. Deze laatste vertonen eveneens een stijgende trend. In het licht van de marktconsultatie op basis van dit concept advies worden de belanghebbende marktpartijen aangespoord om eventuele nieuwe informatie omtrent de onderhouds- en bedrijfskosten van AVI's aan ECN en KEMA kenbaar te maken.

### 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.

#### 3.7.1 Stortgas

Tabel 3.10 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.

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

Tabel 3.10 *Technisch-economische aannames stortgas*

		Aannames MEP-tarieven	Advies t.b.v. MEP-tarieven	Advies t.b.v. MEP-tarieven
		2003	2004 en 2005	2006 en 2007
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	376	1000	1000
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	6500	6500
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	n.v.t.	128	128
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	19,2 MJ/m <sup>3</sup>	19,2 MJ/m <sup>3</sup>
Brandstofkosten	€m <sup>3</sup>	0	0,01	0,01
Elektrisch rendement	%	35	35	35
Stroomprijs	ct/kWh <sub>e</sub>	2,71	2,7	2,7
Economische levensduur	jaar	15	10	10

### 3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's

Tabel 3.11 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.

Tabel 3.11 *Technisch-economische aannames elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's*

		Uitgangspunten	Advies	Advies
		2003	MEP-tarieven	MEP-tarieven
			2004 en 2005	2006 en 2007
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	376	1450 - 1900 <sup>8</sup>	1450 - 1900 <sup>8</sup>
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	7000	7000
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	n.v.t.	175	175
Variabele O&M-kosten	€kWh <sub>e</sub>	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	22 MJ/m <sup>3</sup>	22 MJ/m <sup>3</sup>
Brandstofkosten	€ton	0	0	0
Vermeden stroomkosten	ct/kWh	-	8,0	8,0
Elektrisch rendement	%	35	35	35
Economische levensduur	jaar	15	10	10

### 3.8 Kleinschalige waterkracht

Tabel 3.12 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.

<sup>8</sup> De laagste waarde wordt geldt voor RWZI's, de hoogste waarde voor AWZI's.

Tabel 3.12 *Technisch-economische aannames kleinschalige waterkracht*

		Internationale bandbreedte <sup>9</sup>	Aannames t.b.v. MEP-tarieven 2003/2004/2005	Advies t.b.v. MEP-tarieven 2006 en 2007
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	2800 - 4500	3560	3560
Bedrijfstijd	uren/jaar	ca. 2800	2950	2950
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	ca. 32	n.v.t.	n.v.t.
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	n.v.t.	1,1	1,1
Economische levensduur	jaar	-	20	20

<sup>9</sup> Uitgaande van een capaciteit van 1 tot 15 MWe.

## 4. FINANCIËEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAAMES

### 4.1 Financieringsparameters

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 <sup>10</sup>
Rente	6%	6%	6%
Return on equity	12%	12%	15%
Looptijd lening (jaar)	10	10	10
Vennootschapsbelasting	34,5%	34,5%	34,5%
EIA	n.v.t.	Ja	Ja
Groenbeleggen	Nee	Nee	Ja <sup>11</sup>

De debt/equity ratio vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering van duurzame energieprojecten.

De return on equity wordt in het onrendabele top model berekend als de internal rate of return over de economische levensduur van het project. De return on equity voor AVI's en centrales is vastgesteld met de financiële 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.

Het voordeel van groenbeleggen wordt als een korting van 1% op de rente op de lening in de onrendabele topberekeningen meegenomen.

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 Energie Investeringsaftrek

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. 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.

<sup>10</sup> Met uitzondering van offshore windparken, waarvoor een D/E ratio van 65/35 gehanteerd is.

<sup>11</sup> Offshore wind komt niet in aanmerking voor groenbeleggen.

### 4.3 Stroomprijs

In het concept advies ECN-C--03-078 ten behoeve van de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 was reeds aangegeven dat 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. Op basis van op tussenresultaten van de Referentieraming energie en CO<sub>2</sub> 2005-2020 (Seebregts, 2004), forward OTC-prijzen en historische APX-prijzen wordt voor alle duurzame elektriciteitsopties is een stroomprijs van 3,7 ct/kWh aangenomen<sup>12</sup>.

In het kader van de nieuwe Referentieraming energie en CO<sub>2</sub> 2005-2020 zijn nieuwe voorlopige scenario's voor de ontwikkeling van de stroomprijs, inclusief de CO<sub>2</sub>-prijs gemaakt (Seebregts, 2004). Deze voorlopige scenario's geven een goede indicatie van de richting waarin de prijzen zich gaan bewegen. De baseload elektriciteitsprijzen lopen trendmatig op van ca. 38 €/MWh in 2005 tot ca. 46-52 €/MWh in 2020. In onderstaande tabel worden recente forward prijzen voor basislast en pieklast voor 2005 en 2006 (Energiebeursbulletin, 2004) vergeleken met de scenarioresultaten voor de betreffende jaren. De bandbreedte van de elektriciteitsprijs uit de voorlopige referentieraming scenario's sluit goed aan bij de OTC forward prijzen in 2005 en 2006.

Tabel 4.2 *Forward-prijzen vergeleken met voorlopige berekeningen in het kader van de referentieraming (RR)*

Jaar	OTC [€/MWh]	RR scenario's [€/MWh]
2005 basislast	39,40	37,7 - 40,1
2006 basislast	ca. 38	38,7 - 40,8
2005 piek	55,10	51 - 55
2006 piek	53,03	52 - 55

Voor wind op land en op zee zijn de kosten van onbalans in mindering gebracht op de stroomprijs. De onbalanskosten voor wind worden ingeschat op 0,5 - 0,7 ct/kWh, zodat de marktprijs voor windstroom uitkomt op ca. 3,1 ct/kWh.

### 4.4 CO<sub>2</sub>-emissierechten

Zowel binnen de voorlopige berekeningen in het kader van de Referentieraming als bij de berekening van de onrendabele toppen van bij- en meestookopties is uitgegaan van de in onderstaande tabel gepresenteerde prijsontwikkeling van CO<sub>2</sub>-emissierechten. Deze prijsontwikkeling is gebaseerd op Bollemans, Manders en Mulder (2004). Als berekeningsaannname voor 2006 en 2007 is uitgegaan van een gemiddelde prijs van 6 €/ton.

Tabel 4.3 *Prijsontwikkeling CO<sub>2</sub>-emissierechten*

[€/ton CO <sub>2</sub> ]	2005	2010	2015
CO <sub>2</sub> -prijs	2	7	9

### 4.5 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>.

<sup>12</sup> Met uitzondering van bij- en meestookopties, waarbij de onrendabele top wordt berekend ten opzichte van de vermeden kolen inzet.

## 5. ONRENDABELE TOPPEN DUURZAME ELEKTRICITEIT

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 consequenties van deze onrendabele toppen voor de MEP-subsidietarieven voor de tweede helft 2006 en 2007. 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 2006 en 2007 op basis van voorgestelde berekeningsaannames*

Onrendabele top [ct/kWh]	2003	2004	2005-2006*	2006**	2007
Vergistingopties					
RWZI/AWZI	-1,6	-6,8 tot -2,3	-6,8 tot -2,3	-6,8 tot -2,3	-6,8 tot -2,3
Stortgas	-1,6	1,6	1,6	0,6	0,6
Bijstoken mengstromen in centrales	2,9	2,7 - 3,1 <sup>13</sup>	2,7 - 3,1	2,6	2,6
Meestook zuivere biomassa in centrales					
Meestoken houtpellets (referentie)	7,7	6,5	6,5	p.m.	p.m.
Meestoken diermeel	n.v.t.	2,1	2,1	p.m.	p.m.
Windenergie					
Onshore	7,8	7,8	7,6	6,4	6,2
Offshore	9,9	9,2 - 11,4	9,2 - 11,4	8,6	7,8
Zelfstandige biomassa-installaties (< 50 MW <sub>e</sub> )					
Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW <sub>e</sub> )	19,7	15,9	15,9	14,7	14,7
Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW <sub>e</sub> )	8,5	10,5	10,5	9,3	9,3
Waterkracht	9,8	12,4	12,4	11,2	11,2
Afvalverbrandingsinstallaties					
AVI Conventioneel, 22% rendement	0,2	0,2	0,2	-1,0	-1,0
AVI Hoog Rendement, 30% rendement	2,8	2,8	2,8	1,6	1,6

\* tot 1 juli.

\*\* na 1 juli.

<sup>13</sup> Gebaseerd op een spreiding van het aandeel biogeen materiaal van 70 tot 80%.

Tabel 5.2 *MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit*

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	0,6	0,6
Mengstromen <sup>14,15</sup>	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,6	2,6
Zuivere biomassa	4,8	4,1	5,5	7,0	7,0	p.m.	p.m.
Zuivere biomassa - Diermeel	-	2,1	2,1	2,1	2,1	p.m.	p.m.
Wind op land <sup>16</sup>	4,9	4,9	6,3	7,7	7,7	6,4	6,2
Wind op zee	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Zelfstandige bio- energie installaties < 50 MW <sub>e</sub>	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Waterkracht	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8
Zon-PV, golf- en getijdenenergie	6,8	6,8	8,2	9,7	9,7	8,6	7,8

<sup>14</sup> Naar rato van het aandeel biogeen materiaal.

<sup>15</sup> Voor installaties met een minimum netto elektrisch rendement van 26%.

<sup>16</sup> Gedurende maximaal 10 jaar tot een maximum van 18.000 vollasturen.

## REFERENTIES

- Bollemaans, Manders en Mulder (2004): *Four Futures for Energy Market and Climate Change* RIVM/CPB, april 2004.
- 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.
- Lange, T.J. de, en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten van duurzame elektriciteit, vergisting*, ECN-C--03-74/F, augustus 2003.
- Noord, M. de, en E.J.W. van Sambeek (2003): *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C--03-077, augustus 2003.
- Novem-KEMA, (2003a): *Advies differentiatie binnen de MEP-categorie 'Zuivere Biomassa'*, april 2003.
- Novem-KEMA (2003b): *Advies differentiatie binnen de MEP-categorie 'Kleinschalige bioenergie'*, concept d.d. 17.07.2003.
- 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 en H. Cleijne (2004): *Advies aanpassing MEP-subsidietarieven voor 2006*, ECN-C--04-041, maart 2004.
- 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.
- Sambeek, E.J.W. van, et al., (2003a): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties: Concept advies inzake de aannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005*, ECN-C--03-078, augustus 2003.
- Sambeek, E.J.W. van, et al., (2003b): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties: Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005*, ECN-C--03-085, september 2003.
- Seebregts, A.J. (2004): *Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020* (interne communicatie), ECN, 1 juli 2004
- Vries, H.J. de 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.

---

\* 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 NETAANSLUITKOSTEN

Het aansluittarief bestaat uit ten hoogste drie tariefdragers:

1. Een eenmalige bijdrage op basis van de initiële investeringskosten. Hieronder wordt verstaan de specifiek voor de desbetreffende nieuwe aansluiting gedane investering.
2. Indien er sprake is van herbruikbare activa: een periodieke vergoeding ter dekking van de kapitaallasten van deze activa (in een bestaande aansluiting bijvoorbeeld de reeds aanwezige transformator of kabels).
3. Een periodieke vergoeding ter dekking van de kosten voor het in stand houden van de aansluiting.

Het eenmalige aansluittarief bestaat uit een bedrag dat is opgebouwd uit:

- een vast bedrag voor de verbreking van het net van de desbetreffende netbeheerder om een fysieke verbinding van de installatie van een afnemer met dat net tot stand te brengen (*de knip*),
- een vast bedrag voor het installeren van voorzieningen om het net van de desbetreffende netbeheerder te beveiligen en beveiligd te houden (*de beveiliging*), en
- een vast bedrag voor het tot stand brengen van een verbinding met een maximale kabellengte van 25 meter tussen de plaats waar het net verbroken is en de voorzieningen om het net te beveiligen (*de verbinding*), aangevuld met een bedrag per meter voor elke meter meer dan die 25 meter.

### *Aansluitingen tot 10 MVA*

Voor aansluitingen tot 10 MVA zijn de tarieven gereguleerd. Jaarlijks maken de DTE publiceert tariefbladen met standaardtarieven voor zogenaamde standaardconfiguraties. Deze standaardconfiguraties zijn als bijlage bij de Tarievenscode<sup>18</sup> gevoegd. Hierbij is tevens vastgelegd op welke wijze de afstand tussen de afnemer en de plaats in het net dient te worden bepaald. Deze afstand is gedefinieerd als de lengte tussen de afnemer en de dichtstbijzijnde kabel (of transformator), ongeacht of op dat punt voldoende capaciteit aanwezig is om de aansluiting ook daadwerkelijk te realiseren. Diepe investeringskosten in het net worden door de netwerkbeheerder gedragen.

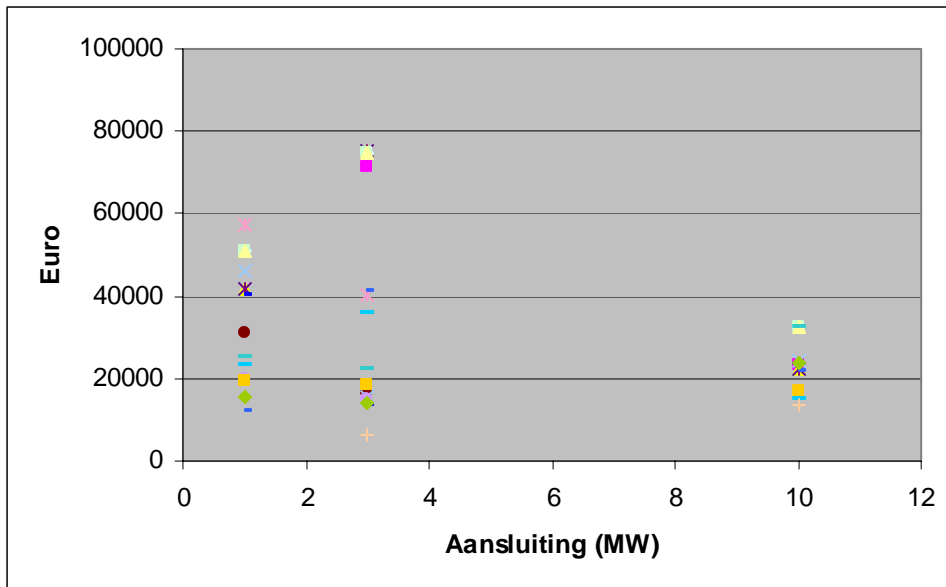
Bij het bepalen van de afstand tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt wordt uitgegaan van bovengenoemde standaardconfiguraties.

- De standaard aansluitmethode voor aansluitingen vanaf 0,3 MVA tot en met 3 MVA is in-lussen in het middenspanningsnet. De knip bestaat uit twee verbindingsmoffen die worden gebruikt om het net te verbreken en de afnemer in te lussen. De lengte van de verbinding die wordt gehanteerd bij het berekenen van het aansluittarief is de afstand gemeten over het hart van de openbare weg van het overdrachtspunt tot de dichtstbijzijnde middenspanningskabel die deel uitmaakt van het net van de netbeheerder. Het middenspanningsnet is in Nederland dichtvermaasd. Als gemiddelde afstand tot het middenspanningsnet kan 600 m worden aangehouden.
- De standaard aansluitmethode voor aangeslotenen vanaf 3 MVA tot en met 10 MVA is op een middenspanningsrail van een HS/MS-, TS/MS, MS/MS transformatorstation of op de MS stamvoeding. De knip bestaat in deze categorie uit twee of meer afgaande velden van een middenspannings- of tussenspanningsrail. De lengte van de verbinding, die wordt gehanteerd bij het berekenen van het aansluittarief is de afstand gemeten over het hart van de openbare weg van het overdrachtspunt tot de dichtstbijzijnde MS rail in een HS/MS-, TS/MS, MS/MS transformatorstation of de MS stamvoeding, die deel uitmaakt van het net van de netbeheerder. De afstand tot deze onderstations is in het algemeen groter dan de af-

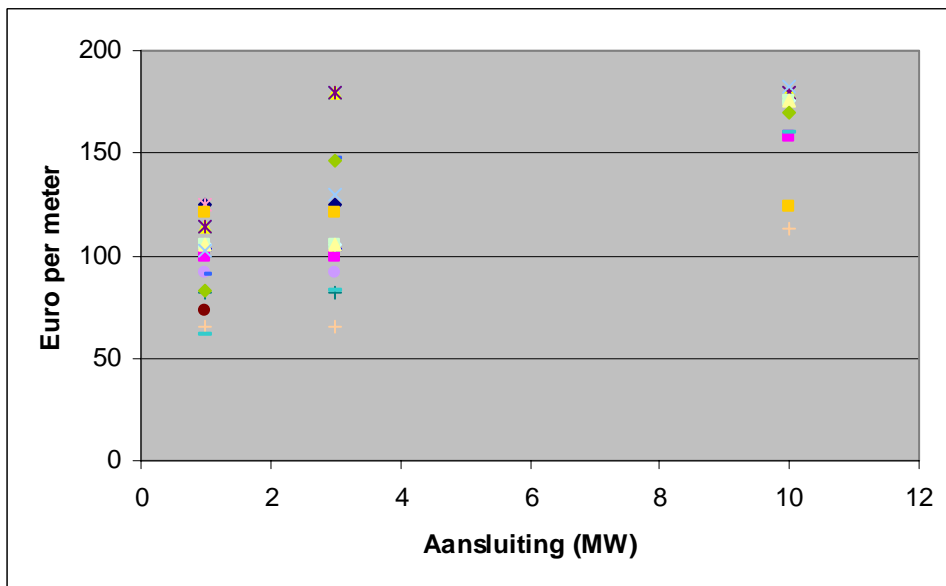
---

<sup>18</sup> Tarievenscode, Dienst uitvoering en toezicht Energie, 5 februari 2004

stand tot aan de dichtstbijzijnde MS-kabel. Iedere woonkern is voorzien van MS-trafo's waarop kan worden aangesloten. In het buitengebied kunnen deze stations schaars zijn. Als gemiddelde kan een afstand van 2 km worden gebruikt.



Figuur A.1 Aansluittarieven van verschillende netbeheerders (bron: DTe)



Figuur A.2 Kabelkosten van verschillende netbeheerders (bron: DTe)

Uit de figuren blijkt dat de aansluitkosten en kabelkosten erg verschillen bij de verschillende netwerkbeheerders. Verder blijkt dat de kosten dalen voor de grotere parken (10 MW) de specifieke aansluitkosten lager zijn dan voor solitaire turbines (1 MW). De specifieke kabelkosten stijgen bij toenemend aansluitvermogen. Bij 3 MW is een grote spreiding waarneembaar. Dit komt omdat het hier mogelijk is om op twee verschillende manieren aan te sluiten, namelijk op middenspanningsniveau en op laagspanningsniveau. De tendens is om op het duurdere middenspanningsniveau aan te sluiten, omdat dan de trafo en de kabel naar het aansluitpunt in eigen beheer kan worden aangelegd. In de praktijk blijkt dat het in eigen beheer aanbesteden voordeliger is.

De periodieke vergoeding voor de aansluitdienst varieert sterk per netwerkbeheerder en is afhankelijk van het aangesloten vermogen. De periodieke vergoeding bestaat uit een vergoeding voor het instandhouden van de aansluiting en voor de verbinding voorzover deze langer is dan 25 m. Onderstaande tabel geeft inzicht in de kosten.

Tabel A.1 *Overzicht van periodieke aansluitvergoeding in Euro's per jaar (bron: DTe)*

Aansluitcapaciteit	Periodieke aansluitvergoeding	Periodieke aansluitvergoeding meerlengte
0,3-3,0 MVA	1400 €(1150 – 1650 €)	-
3,0-10,0 MVA	10.000 €(7.500 – 14.000 €)	7,5 €/m

*Aansluitingen vanaf 10 MVA of vanaf 3 MVA op verzoek van de afnemer*

Voor de volgende aansluitingen:

- aansluitingen met een aansluitcapaciteit van meer dan 10 MVA,
  - aansluitingen met een aansluitcapaciteit van meer dan 3 MVA en waarbij de afnemer heeft verzocht om van de standaardaansluiting af te wijken,
- geldt een aansluittarief dat is gebaseerd op de voorcalculatorische projectkosten. Voor het berekenen van de tarieven gebaseerd op de voorcalculatorische kosten wordt een standaardfactuur toegepast.

Aansluitingen boven 10 MVA worden aangesloten op een plaats in het net waar voldoende capaciteit is. Dit is dus niet in alle gevallen de kortste afstand tot het net. Dit kan leiden tot hoge ondiepe investeringskosten in verband met de grote afstand tot het aansluitingspunt. Bij de netbeheerder kan een verzoek worden gedaan om de capaciteit van een nabijgelegen aansluitpunt te vergroten en daar de verbinding te maken. In dat geval komen de diepe investeringskosten voor de uitbreiding van het net voor rekening van de aangeslotene. Dit kan in de praktijk goedkoper uitvallen.

*Marktinformatie over aansluitingskosten van niet-gereguleerde aansluitingen*

Om inzicht te krijgen in de kosten van netaansluiting bij grotere windparken met een aansluiting groter dan 10 MW, zijn bij 10 windparken de netaansluitingskosten (aansluiting en aansluitkabel) nagevraagd. Het betreft hier een groot deel van de parken die onlangs zijn, of in de nabije toekomst worden gerealiseerd.

De netaansluitingskosten lieten daarbij een grote range zien, variërend van 50.000 €/MW tot 320.000 €/MW. Gemiddeld bedroegen de aansluitingskosten 150.000 €/MW, ongeveer 13% van de totale investeringskosten van het windpark, uitgaande van de totale investeringskosten van 1.125.000 €/MW.

Met name de kabelkosten zijn een belangrijke post. De kabelkosten variëren van 80.000 €/km bij 1 MVA aansluitingen tot 150.000 €/km bij 10 MVA aansluitingen.

In de praktijk vragen projectontwikkelaars ook voor delen van een windpark aparte netaansluitingen aan om onder de grens van 10 MVA te blijven. Op deze manier wordt per deelwindpark het gereguleerde tarief gehanteerd en kan worden aangesloten op het dichtstbijzijnde aansluitingspunt. Zo worden de aansluitkosten voor de kabel naar een ver verwijderd aansluitpunt voor de projectontwikkelaar vermeden en komen deze ten laste voor de netbeheerder. Onder andere in Flevoland en Zeeland is hier gebruik van gemaakt. Het criterium of er sprake is van één of meerdere aansluiting is of het één onroerende zaak betreft. In de praktijk blijkt dit tot onduidelijkheid te leiden. Het blijkt dat hier discussies over ontstaan tussen de netbeheerder en de producent en dat de netbeheerder niet altijd bereid is aan aparte aansluitingen mee te werken, zelfs wanneer er sprake is van verschillende windparken.

Het komt ook voor dat (kleinere) producenten aansluitingen bundelen om slechts een keer het eenmalige en het periodieke aansluittarief te hoeven betalen.

De grootte van windparken wordt soms beperkt om onder de grens van 10 MW te blijven en daarmee binnen het gereguleerde tarief te blijven. Bij de aansluiting van grote parken is de afstand naar het aansluitpunt vaak aanzienlijk (meerdere kilometers). De kabelkosten vormen dan een belangrijk knelpunt bij de investeringskosten van het park.

Ontwikkelaars noemen de netaansluitingskosten vaak ondoorzichtig. Het is erg lastig om de opbouw van de kosten te achterhalen. Onderhandelen over de netconfiguratie kan soms leiden tot aanbiedingen die een factor vijf lager zijn dan de eerste aanbieding.

## BIJLAGE B OVERZICHT BEREKENINGSAANNAAMES ONRENDABELE TOPPEN TWEEDE HELFT 2006

		Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW <sub>e</sub> )	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW <sub>e</sub> )	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	1080	2000	2900	220 <sup>19</sup>	310 <sup>20</sup>	750 <sup>21</sup>	4000	7712	6478	1675 <sup>22</sup>	1000	3560
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1800	3350	7500	7000	7000	7000	7500	8000	7500	7000	6500	2950
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	39	80	250	-	-	-	400	-	-	175	128	-
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	-	-	-	0,25	1,07	1,1	-	2,0	2,2	-	-	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	-	-	-	0,95	3,66	2,0	-	2,7	2,1	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	-	10	p.m.	p.m.	15	10	10	10	22 <sup>23</sup>	19,2 <sup>24</sup>	-
Brandstofkosten	€ton	-	-	40	p.m.	p.m.	-45	40	-90	-90	0	1,0 <sup>25</sup>	-
Elektrisch rendement <sup>26</sup>	%	-	-	30	37,5	37,5	31,5	20	22	30	35	35	-
Thermisch rendement <sup>27</sup>	%	-	-	7,5	-	-	-	20	-	-	-	-	-
Stroomprijs	ct/kWh <sub>e</sub>	3,7	3,7	3,7	-	-	-	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Onbalanskosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,6	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (gas)	€m <sup>3</sup>	-	-	0,12	-	-	-	0,12	-	-	-	-	-

<sup>19</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>20</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>21</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>22</sup> Gemiddelde van AWZI en RWZI.

<sup>23</sup> Energie-inhoud in MJ/m<sup>3</sup>.

<sup>24</sup> Energie-inhoud in MJ/m<sup>3</sup>.

<sup>25</sup> Brandstofkosten in ct/m<sup>3</sup>.

<sup>26</sup> In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement.

<sup>27</sup> Omgerekend naar elektriciteitsequivalent.

		Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW <sub>e</sub> )	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW <sub>e</sub> )	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Vermeden brandstofkosten (kolen)	€/ton	-	-	-	40	40	40	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	-	-	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-
Gemiddelde CO <sub>2</sub> -baten	€/ton CO <sub>2</sub>				6	6	6						
CO <sub>2</sub> -emissiefactor kolencentrales	kg/kWh <sub>e</sub>				0,85	0,85	0,85						
Economische levensduur	jaar	15	15	15	10	10	15	15	15	15	10	10	20
Debt/equity ratio	-	80/20	65/35	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	67/33	67/33	80/20	80/20	80/20
Rente lening <sup>28</sup>	%	5	6	5	6	6	6	5	6	6	5	5	5
Termijn lening	jaar	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	%	15	15	15	12	12	12	15	12	12	15	15	15
EIA	% <sup>29</sup>	85	100 <sup>30</sup>	100	100	100	100	100	0	0	100	0	100

<sup>28</sup> 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.

<sup>29</sup> Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.

<sup>30</sup> Tot een maximum van €54,5 miljoen.

## BIJLAGE C OVERZICHT BEREKENINGSAANNAAMES ONRENDABELE TOPPEN 2007

		Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW <sub>e</sub> )	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW <sub>e</sub> )	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Investeringskosten	€kW <sub>e</sub>	1055	1850	2900	220 <sup>31</sup>	310 <sup>32</sup>	750 <sup>33</sup>	4000	7712	6478	1675 <sup>34</sup>	1000	3560
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1800	3350	7500	7000	7000	7000	7500	8000	7500	7000	6500	2950
Vaste O&M-kosten	€kW <sub>e</sub>	39	80	250	-	-	-	400	-	-	175	128	-
Variabele O&M-kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	-	-	-	0,25	1,07	1,1	-	2,0	2,2	-	-	1,1
Overige operationele kosten	ct/kWh <sub>e</sub>	-	-	-	0,95	3,66	2,0	-	2,7	2,1	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	-	10	p.m.	p.m.	15	10	10	10	22 <sup>35</sup>	19,2 <sup>36</sup>	-
Brandstofkosten	€ton	-	-	40	p.m.	p.m.	-45	40	-90	-90	0	1,0 <sup>37</sup>	-
Elektrisch rendement <sup>38</sup>	%	-	-	30	37,5	37,5	31,5	20	22	30	35	35	-
Thermisch rendement <sup>39</sup>	%	-	-	7,5	-	-	-	20	-	-	-	-	-
Stroomprijs	ct/kWh <sub>e</sub>	3,7	3,7	3,7	-	-	-	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Onbalanskosten	ct/kWh <sub>e</sub>	0,6	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (gas)	€m <sup>3</sup>	-	-	0,12	-	-	-	0,12	-	-	-	-	-

<sup>31</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>32</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>33</sup> Investeringskosten in €kW<sub>th</sub>.

<sup>34</sup> Gemiddelde van AWZI en RWZI.

<sup>35</sup> Energie-inhoud in MJ/m<sup>3</sup>.

<sup>36</sup> Energie-inhoud in MJ/m<sup>3</sup>.

<sup>37</sup> Brandstofkosten in ct/m<sup>3</sup>.

<sup>38</sup> In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement.

<sup>39</sup> Omgerekend naar elektriciteitsequivalent.

		Onshore windenergie	Offshore wind	Bio-WKK grootschalig (ca. 30 MW <sub>e</sub> )	Meestook zuivere biomassa (referentie)	Meestook diermeel	Bijstook mengstromen	Bio-WKK kleinschalig (< 5 MW <sub>e</sub> )	AVI conventioneel, 500 kton	AVI hoog rendement, 500 kton	RWZI / AWZI vergisting	Stortgas	Waterkracht
Vermeden brandstofkosten (kolen)	€/ton	-	-	-	40	40	40	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	-	-	-	93,3	93,3	78,8	-	-	-	-	-	-
Gemiddelde CO <sub>2</sub> -baten	€/ton CO <sub>2</sub>				6	6	6						
CO <sub>2</sub> -emissiefactor kolencentrales	kg/kWh <sub>e</sub>				0,85	0,85	0,85						
Economische levensduur	jaar	15	15	15	10	10	15	15	15	15	10	10	20
Debt/equity ratio	-	80/20	65/35	80/20	67/33	67/33	67/33	80/20	67/33	67/33	80/20	80/20	80/20
Rente lening <sup>40</sup>	%	5	6	5	6	6	6	5	6	6	5	5	5
Termijn lening	jaar	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	%	15	15	15	12	12	12	15	12	12	15	15	15
EIA	% <sup>41</sup>	85	100 <sup>42</sup>	100	100	100	100	100	0	0	100	0	100

<sup>40</sup> 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.

<sup>41</sup> Percentage van de projectkosten dat in aanmerking komt voor de EIA.

<sup>42</sup> Tot een maximum van €54,5 miljoen.



