



Energy research Centre of the Netherlands

# **Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009**

**Eindadvies basisbedragen  
voor de SDE-regeling**

**X. van Tilburg (ECN)**

**J.W. Cleijne (KEMA)**

**E.A. Pfeiffer (KEMA)**

**S.M. Lensink (ECN)**

**M. Mozaffarian (ECN)**

**A. Wakker (ECN)**



## Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Het onderzoek is onderdeel van het vaststellen van de SDE-subsidie voor duurzame elektriciteit voor 2008 en 2009. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract SDE 2008, ECN-projectnummer 7.7929. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is Xander van Tilburg, telefoon 0224-564863, email [vantilburg@ecn.nl](mailto:vantilburg@ecn.nl).

De auteurs bedanken Marc Londo, Jeroen de Joode, Sebastiaan Hers, Ad Seebregts, Martin Scheepers en Joost van Stralen (allen ECN), Mark Beekes en Frits Verheij (KEMA) voor hun medewerking aan het onderzoek, aanwijzingen en correcties. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI) en Gustav Resch (TU Wien) hebben waardevolle bijdragen en aanvullingen geleverd tijdens een review van de resultaten van het vooronderzoek. Ten slotte is dank verschuldigd aan marktpartijen en andere stakeholders die tijdens het vooronderzoek informatie hebben verstrekt.

## Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs, ECN and KEMA have researched the costs of renewable electricity production. This cost assessment for various categories is part of an advice on the subsidy base for the feed in support scheme SDE. This report contains an advice on the costs for projects in the Netherlands that aim at realization in 2009. Unless indicated otherwise, the costs are also representative for projects starting in 2008.

## Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Proces, uitgangspunten, en opdracht	8
2.1 Proces	8
2.2 Uitgangspunten	8
2.3 Opdracht	9
3. Nieuwe aspecten in de SDE	11
3.1 Terminologie	11
3.2 Variabele premie en risico	11
3.3 Indexatie, vollasturen en bevoorschotting	15
3.4 Budgetplafonds en verdeelwijze	16
3.5 Duurzaamheidscriteria en emissie-eisen	17
3.6 Subsidieduur	17
3.7 Innovatie	18
4. Ontwikkeling brandstofprijzen	19
4.1 Biomassaprijzen	19
4.2 Vergistingsgrondstoffen	20
4.3 Vloeibare biomassa	20
4.4 Vaste biomassa	21
5. Technisch-economische berekeningsaannames	22
5.1 Wind op land	22
5.2 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties	23
5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI	25
5.2.2 Covergisting van dierlijke mest	26
5.2.3 Vergisting van overige biomassa	27
5.2.4 Verbranding van vaste biomassa <10 MW <sub>e</sub>	28
5.2.5 Verbranding vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	29
5.2.6 Verbranding vloeibare biomassa <10 MW <sub>e</sub>	30
5.2.7 Verbranding vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	30
5.3 Afvalverbrandingsinstallaties	31
5.4 Zon-PV	32
6. Financieel-economische berekeningsaannames	35
6.1 Risico en rendement	35
6.2 EIA en groenfinanciering	36
6.3 Financieringsparameters per categorie	36
7. Basisbedragen en correctiebedragen	38
7.1 Marktindex en transactiekosten	38
7.2 Onbalanskosten	39
7.3 Basisprijspremie	39
7.4 Profielkosten	39
7.5 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen	39
8. Conclusie en aandachtspunten	41
Referenties	43
Bijlage A Verschillenanalyse covergisting van dierlijke mest	44
Bijlage B Verschillenanalyse wind op land	46

## Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2008-2009</i>	5
Tabel 3.1	<i>Emissie-eisen</i>	17
Tabel 4.1	<i>Prijsprojecties biomassa 2008-2012</i>	19
Tabel 4.2	<i>Plantaardige en dierlijke vetten en oliën</i>	21
Tabel 5.1	<i>Technisch-economische parameters wind op land</i>	23
Tabel 5.2	<i>Referentiebrandstoffen biomassaprojecten</i>	24
Tabel 5.3	<i>Parameters stortgasinstallaties</i>	25
Tabel 5.4	<i>Parameters RWZI en AWZI installaties</i>	26
Tabel 5.5	<i>Parameters installaties vergisting van dierlijke mest</i>	27
Tabel 5.6	<i>Parameters vergistinginstallaties overige biomassa (GFT-vergisting)</i>	28
Tabel 5.7	<i>Parameters verbranding van vaste biomassa &lt;10 MW<sub>e</sub></i>	29
Tabel 5.8	<i>Parameters verbranding van vaste biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub></i>	29
Tabel 5.9	<i>Parameters verbranding van vloeibare biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub></i>	30
Tabel 5.10	<i>Parameters verbranding van vloeibare biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub></i>	31
Tabel 5.11	<i>Parameters afvalverbrandingsinstallaties SDE 2008-2009</i>	32
Tabel 5.12	<i>Parameters afvalverbrandingsinstallaties MEP 2006-2007</i>	32
Tabel 5.13	<i>Overige data afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009</i>	32
Tabel 5.14	<i>Parameters Zon-PV</i>	34
Tabel 6.1	<i>Financieel-economische berekeningsaannames</i>	37
Tabel 7.1	<i>Basisbedragen en correctiebedragen</i>	38
Tabel 7.2	<i>Opbouw basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2008-2009</i>	40
Tabel 8.1	<i>Basisbedragen voor duurzame elektriciteit</i>	41

## Lijst van figuren

Figuur 3.1	<i>Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 100 €/MWh</i>	13
Figuur 3.2	<i>Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh</i>	13
Figuur 3.3	<i>Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh met basisprijspremie</i>	14
Figuur 3.4	<i>Subsidiebedrag als functie van de elektriciteitsprijs</i>	15

## Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de kosten voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009. Dit advies wordt gebruikt bij de uitwerking van de SDE-regeling.

In de SDE-regeling wordt per categorie een *basisbedrag* vastgesteld op basis van de gemiddelde productiekosten. Het subsidiebedrag dat een producent per kWh ontvangt varieert jaarlijks door het basisbedrag te verminderen met een *correctiebedrag*. Evenals in de MEP-regeling wordt het subsidiebedrag bij de SDE dus bepaald op basis van de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten). Een belangrijk verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd om binnen gestelde randvoorwaarden te komen tot een advies met betrekking tot een aantal specifieke categorieën. Berekening van basisbedragen voor wind op zee en het meestoken van biomassa in centrales valt niet binnen de opdracht. Dit rapport gaat niet in op een onderbouwing van de jaarlijkse correctiebedragen, of de hoogte van de jaarlijks beschikbaar te stellen budgetten per categorie. De basisbedragen voor invoeding van groen gas zijn in een separaat rapport gepubliceerd.

Tabel S.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2008-2009*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum vollasturen [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profiel factor	Correctie: index	Basisbedrag [ct/kWh]
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	8,8
Biomassavergistingsinstallaties						
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	7,8
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	5,8
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	17,9
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	12,4
Biomassaverbrandingsinstallaties						
Vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	18,8
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	11,5
Vloeibare biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	18,4
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	14,6
Afvalverbrandingsinstallaties						
Standaard rendement	15	8080	1,00	1,00	APX	5,1
Upgraded	15	7800	1,00	1,00	APX	5,5
Hoog rendement	15	7500	1,00	1,00	APX	6,1
Zon-PV						
0-3.5 kW <sub>e</sub>	15	850	1,00	1,00	APX <sub>peak</sub>	56,4
3.5-15 kW <sub>e</sub>	15	850	0,96	1,00	APX <sub>peak</sub>	54,8
15- 100 kW <sub>e</sub>	15	850	0,96	1,00	APX <sub>peak</sub>	52,0

## 1. Inleiding

In dit rapport wordt een advies uitgebracht over de gemiddelde productiekosten van duurzame elektriciteit.

Dit rapport is het resultaat van de werkzaamheden die door het Ministerie van Economische Zaken (hierna: het Ministerie) in opdracht zijn gegeven in juni 2007. De vraag die aan het rapport ten grondslag ligt is om een inschatting te maken van de gemiddelde kosten (basisbedragen) van het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. De basisbedragen worden gebruikt voor de uitwerking van de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE) door het Ministerie<sup>1</sup>.

De SDE is de opvolger van de MEP en biedt, naast hernieuwbare elektriciteit, ondersteuning aan warmtekrachtkoppeling (WKK) en groen gas. Het invoeden van groen gas uit biomassa in het aardgasnetwerk is voor Nederland een nieuw concept waar nog weinig praktijkervaring mee is opgedaan en waarvan het aantal systeemaanbieders klein is. De kosten van het invoeden van groen gas in Nederland zijn separaat door ECN en KEMA onderzocht en aan een beperkt aantal partijen ter consultatie voorgelegd. De reacties daarop zijn verwerkt in een eindadvies voor basisbedragen voor groen gas (Van Tilburg *et al.*, 2008a) dat tegelijkertijd met dit eindadvies voor hernieuwbare elektriciteit wordt gepubliceerd.

De aannames voor de berekeningen van de basisbedragen in dit advies dienen wat betreft technologie, brandstof, schaalgrootte, kosten en opbrengsten representatief te zijn voor initiatieven in de markt die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009. In november 2007 hebben ECN en KEMA daartoe een conceptadvies gepubliceerd (Van Tilburg *et al.*, 2007) en marktpartijen en belanghebbenden waren uitgenodigd hierop te reageren. Hieraan is in ruime mate gehoor gegeven in de vorm van uitgebreide, met feitelijk materiaal onderbouwde reacties. Aansluitend hebben ECN en KEMA met diverse marktpartijen het conceptadvies in detail doorgesproken. Tegelijkertijd heeft het Ministerie de SDE-regeling op onderdelen nader uitgewerkt.

Hoewel de reacties op het conceptadvies zijn meegewogen, is het eindadvies niet slechts de optelsom van het conceptadvies en de inzichten uit de marktconsultatie. In aanloop naar het eindadvies is een aantal uitgangspunten gewijzigd en/of verder uitgewerkt in de ministeriële regelingen. Daarnaast zijn de correctiebedragen verder uitgewerkt en is de financiële beleidscontext duidelijker geworden. Voor diverse categorieën is de beschikbaarheid van aanvullende steun uit EIA en groenfinanciering gewijzigd. Tenslotte is bij de uitwerking van de ministeriële regelingen gekozen voor een aangepaste categorie-indeling waarin voor een aantal categorieën aanvullende brandstof- en emissie-eisen zijn opgesteld.

Voor de wijze waarop de reacties door ECN en KEMA zijn verwerkt wordt verwezen naar een consultatiedocument dat in het verlengde van dit eindadvies zal worden gepubliceerd (Van Tilburg *et al.*, 2008b). In de bijlagen A en B van het voorliggende eindadvies is voor mest covering en wind op land beknopt beschreven wat de oorzaken zijn van het verschil tussen het conceptadvies en het eindadvies.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd om binnen gestelde randvoorwaarden te komen tot een advies met betrekking tot een aantal specifieke categorieën. De categorieën voor wind op zee en het meestoken van biomassa vallen niet binnen de opdracht.

---

<sup>1</sup> Voor uitleg van de SDE-regeling wordt verwezen naar SenterNovem: <http://www.senternovem.nl/sde>.

### *Leeswijzer*

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de uitgangspunten, de opdracht en de werkwijze. Hoofdstuk 3 gaat in op nieuwe aspecten in de SDE, voor zover die relevant zijn voor de inschatting van de technisch-economische parameters en Hoofdstuk 4 behandelt ontwikkelingen in biomassabrandstofprijzen. In Hoofdstuk 5 worden per categorie de gebruikte technisch-economische aannames toegelicht. Hoofdstuk 6 gaat in op de financieel-economische berekeningsaannames. De uitkomsten voor de berekening van kosten worden gepresenteerd in Hoofdstuk 7. Tenslotte staan de conclusies en aanbevelingen in Hoofdstuk 8.

## 2. Proces, uitgangspunten, en opdracht

### 2.1 Proces

De uitgangspunten voor het SDE conceptadvies waren geformuleerd door het Ministerie van Economische Zaken op basis van de AMvB en een voorlopige categorie-indeling die nog gebaseerd was op de oude MEP-regeling.

Het Ministerie heeft op basis van de gedetailleerde invulling van de ministeriële regelingen nieuwe uitgangspunten geformuleerd voor het eindadvies voor de basisbedragen, als ook de correctiebedragen. Hiervoor zijn door het Ministerie separaat consultatiegesprekken met marktpartijen gevoerd. Tegelijk is ook de categorie-indeling gewijzigd ten opzichte van de indeling die in het conceptadvies en in de marktconsultatie is gehanteerd.

Omdat de SDE-regeling ten tijde van het conceptadvies en de marktconsultatie nog niet tot in detail uitgewerkt was, is het voor marktpartijen moeilijk gebleken op basis van het conceptadvies te oordelen over de haalbaarheid van de projecten. Na voltooiing van de ministeriële regelingen (de praktische detailinvulling) hebben daarom gesprekken plaatsgevonden tussen ECN/KEMA en financiële instellingen. In deze gesprekken is de financiële haalbaarheid van projecten in de SDE besproken in het licht van de financiële randvoorwaarden zoals die verbonden zijn met de SDE-regeling als geheel. Het resultaat hiervan is meegewogen in dit advies.

Door bovengenoemde wijzigingen, is dit eindadvies geen eenvoudige optelsom van het conceptadvies en de inzichten uit de marktconsultatie. Als geheel is de financiële context inzichtelijker geworden en de invulling van correctiebedragen is verder uitgewerkt. De categorie-indeling is gewijzigd, waardoor enkele referentie-installaties zijn gewijzigd. Voor sommige categorieën is de EIA en groenfinanciering gewijzigd. Het Ministerie heeft aanvullende brandstoffen emissie-eisen geformuleerd. Er zijn (soms nieuwe) keuzes gemaakt voor subsidieduur. Tot slot heeft het Ministerie de verdeelwijze per categorie vastgelegd.

Vanwege voornoemde feiten wijken de basisbedragen in dit eindadvies af van die in het conceptadvies. Met name een aantal kleinschalige bio-energieopties is in vergelijking met het conceptadvies duurder geworden. In dit rapport wordt extra aandacht besteed aan de wijziging in de categorieën, de financiering, en de effecten daarvan op de basisbedragen.

### 2.2 Uitgangspunten

Voor de berekening van de kosten ten behoeve van de SDE-subsidie heeft het Ministerie algemene uitgangspunten en randvoorwaarden gesteld, zoals ook gebruikt in eerdere adviezen voor de MEP-regeling in de periode van 2003 tot en met 2006<sup>2</sup>. Voor het onderzoek naar de technisch-economische parameters zijn, net als in het conceptadvies, de volgende algemene beleidsmatige uitgangspunten gehanteerd<sup>3</sup>.

- *Efficiëntie van besteding van middelen*: Het risico van overstimulering dient te worden geminimaliseerd. Dit wordt onder andere bewerkstelligd door categorieën juist zo te kiezen dat de bandbreedte van de gemiddelde kosten (basisbedragen) binnen de categorie beperkt blijft. Als grote kostenvariëaties binnen een categorie leiden tot overstimulering of onge-

---

<sup>2</sup> Adviezen betreffen idealiter de inschatting voor twee jaar vooruit. Het conceptadvies uit 2006 had betrekking op de kosten en opbrengsten voor projecten die starten in 2008.

<sup>3</sup> Zie voor een uitgebreide bijschrijving van de uitgangspunten (Van Sambeek *et al.* 2004).



wenste uitsluiting van een deel van de projecten, kan worden geadviseerd om de categorie te splitsen of om de definitie aan te passen.

- *Doelmatigheid van de stimulans*: Het ondersteuningsniveau dient voldoende hoog te zijn om binnen een categorie daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen.
- *Aansluiting bij internationale markt-, technologie- en beleidsontwikkelingen*: Het ondersteuningsniveau dient op de langere termijn aan te sluiten bij internationale marktontwikkelingen die van invloed zijn op de meerkosten van de verschillende duurzame elektriciteitsopties. Het ondersteuningsniveau op de langere termijn dient ook rekening te houden met internationale ontwikkelingen in technologie en de invloed hiervan op investering- en operationele kosten. De vorming van een interne markt voor duurzame elektriciteit in de EU noopt tot een zekere mate van afstemming van subsidieniveaus tussen de verschillende lidstaten.

Voor de berekening van de SDE-basisbedragen is uitgegaan van dezelfde berekeningswijze als in eerdere adviezen voor de onrendabele toppen is gebruikt. Het uitgangspunt van het kasstroommodel is dat financiering op projectbasis plaatsvindt en dat flankerend stimuleringsbeleid wordt meegenomen. Wanneer voor de technisch-economische modelparameters een range aan waarden voorkomt, is een referentie gekozen op basis van bovenstaande uitgangspunten. Op verzoek van het Ministerie zijn specifieke uitgangspunten geformuleerd per categorie, zoals bijvoorbeeld brandstofeisen voor biomassa en te gebruiken vollasturen voor wind op land. De categoriespecifieke uitgangspunten zijn vermeld bij de bespreking van de parameters in hoofdstukken 4 en 5.

## 2.3 Opdracht

De opdracht die aan dit rapport ten grondslag ligt, is voor een aantal duurzame elektriciteitsopties basisbedragen te bepalen op basis van een referentie-installatie. De keuze voor de referentie dient zodanig te zijn dat het merendeel van de projecten in deze categorie op financieel rendabele wijze doorgang kan vinden.

Het subsidiebedrag voor hernieuwbare elektriciteit wordt jaarlijks bepaald door een per categorie vooraf vastgesteld basisbedrag voor productiekosten te corrigeren met de relevante energieprijzen op de markt. In het geval van hernieuwbare elektriciteit wordt de 'relevante energieprijzen' bepaald op basis van een gemiddelde elektriciteitsprijs. De correctiebedragen, de te hanteren systematiek, als ook additionele kosten die door de producent gedragen worden, zijn geen onderdeel van het onderzoek, maar worden in dit rapport voor de volledigheid vermeld.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd bij de bepaling van de basisbedragen gebruik te maken van de volgende categorie-indeling.

- Wind op land
- Stortgas, RWZI en AWZI
- Covergisting van dierlijke mest
- Vergisting van overige biomassa
- Verbranding van vaste biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vaste biomassa 10 - 50 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vloeibare biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>
- Verbranding van vloeibare biomassa 10 - 50 MW<sub>e</sub>
- Afvalverbranding
- Zon-PV 0-3.5 kW<sub>p</sub>
- Zon-PV 3.5-15 kW<sub>p</sub>
- Zon-PV 15-100 kW<sub>p</sub>

Een aantal categorieën, zoals voor het meestoken van biomassa in centrales en voor wind op zee, is wel in het SDE-conceptadvies beschreven, maar komt niet in dit eindadvies terug. In het consultatiedocument bij het conceptadvies wordt wel ingegaan op deze opties.

In een reactie op het conceptadvies is door diverse marktpartijen aangegeven dat bij projecten voor wind op zee de kosten aanmerkelijk hoger zijn dan enige tijd geleden algemeen werd aangenomen. De oorzaak hiervoor ligt onder andere in een duidelijker inschatting van de offshore risico's die zich vertalen in de prijs. In overleg met het Ministerie is besloten om de categorie wind op zee niet te betrekken in dit eindadvies, maar in aanloop naar een eerstvolgend windpark op zee zal voldoende tijd worden uitgetrokken voor een (specifieke) kostenstudie. Verschillende marktpartijen hebben aangegeven positief te staan tegenover medewerking aan een dergelijke studie.

### 3. Nieuwe aspecten in de SDE

De stimuleringsregeling voor duurzame energieproductie (SDE) volgt met ingang van 2008 de MEP-regeling op als subsidie-instrument voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. De SDE is grotendeels gebaseerd op de MEP, maar de regeling is op een aantal punten significant aangepast<sup>4</sup>.

De belangrijkste wijzigingen zijn:

- De mogelijkheid om jaarlijks per categorie een budgetplafond in te stellen.
- De mogelijkheid om aanvragen te honoreren op volgorde van binnenkomst of volgorde van rangschikking.
- Een aangepaste bepaling van het subsidiebedrag: de hoogte van de subsidie wordt niet meer vooraf vastgesteld voor de gehele duur van de subsidie, maar wordt jaarlijks gecorrigeerd voor variaties in de elektriciteitsprijs.

De SDE-regeling is, evenals de MEP-regeling, verankerd in de Elektriciteitswet 1998. In de AMvB die de SDE-regeling vastlegt, wordt voor de specifieke invulling verwezen naar drie ministeriële regelingen. Deze regelingen bevatten informatie over respectievelijk de details per categorie (MinEZ, 2008a), de uitvoering (MinEZ, 2008b) en de correctiebedragen (MinEZ, 2008c).

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste nieuwe aspecten van de SDE-regeling besproken in het licht van de bepaling van de basisbedragen.

#### 3.1 Terminologie

De SDE-specifieke termen in dit document zijn gebaseerd op de AMvB van de SDE (Staatsblad, 2007) Stimulering Duurzame Energieproductie: Staatsblad 2007 - 410, november 2007) en de ministeriële regelingen. Het *subsidiebedrag* wordt jaarlijks vastgesteld door het *basisbedrag* per categorie te verminderen met een *correctiebedrag*. In het geval van verdeling op basis van rangschikking, wordt het *tenderbedrag* (dat maximaal gelijk is aan het basisbedrag voor de categorie) verminderd met een correctiebedrag. Dit correctiebedrag wordt jaarlijks vastgesteld op basis van werkelijke inkomsten, waarbij voor elektriciteitsinkomsten minimaal een bedrag ter grootte van de *basiselectriciteitsprijs* wordt opgenomen. Het basisbedrag is een maat voor de gemiddelde productiekosten van een installatie en het correctiebedrag is een maat voor de opbrengsten per eenheid productie. Het subsidiebedrag in de SDE is dus uiteindelijk gebaseerd op de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten).

*Subsidieplafond* is een term die gebruikt wordt voor de beschikbare totale subsidiesom in een jaar voor nieuwe projecten. Per categorie wordt een apart subsidieplafond vastgesteld. Subsidieverdeling *op volgorde van binnenkomst* is ook bekend als 'wie het eerst komt, het eerst maalt'. Verdeling *op volgorde van rangschikking* wordt ook wel 'tender' genoemd.

#### 3.2 Variabele premie en risico

De SDE kent in tegenstelling tot de MEP-regeling een variabel subsidiebedrag. Het zogenaamde basisbedrag, dat is gebaseerd op productiekosten, wordt vooraf vastgesteld voor de duur van de

---

<sup>4</sup> De wijziging medio 2006 van de elektriciteitswet 1998 voorzag ook al in enkele van deze aanpassingen, die evenwel nooit in combinatie met de MEP in praktijk zijn gebracht.

subsidie. De daadwerkelijke subsidie varieert als gevolg van een jaarlijks te bepalen correctiebedrag. Dit correctiebedrag bestaat in principe uit de opbrengst uit elektriciteitsverkoop, maar de regeling voorziet ook in correctie wegens inkomsten uit bijvoorbeeld certificaathandel. Zie Hoofdstuk 7 voor de opbouw van basisbedrag en correctiebedrag.

Een belangrijk verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top. Aanleiding van de wijziging was de constatering dat producenten bij stijgende elektriciteitsprijzen een hoger rendement haalden, waardoor achteraf bleek dat subsidie minder of in het geheel niet nodig was geweest<sup>5</sup>.

In de MEP-regeling stond het subsidiebedrag per kWh vast voor de duur van de subsidie. Als een producent een vast subsidiebedrag en een fluctuerende elektriciteitsprijs ontvangt per kWh, fluctueert de som van de inkomsten. Een bank zal in een dergelijk geval de beste financieringsvoorwaarden bieden wanneer de producent een contract met een vaste prijs afsluit, om een zo zeker mogelijk inkomstenpatroon te garanderen (of minder gunstige financieringsvoorwaarden bieden). In de SDE-regeling krijgt een producent een variabel subsidiebedrag dat juist zo gekozen is dat de som van de subsidie en de elektriciteitsinkomsten constant is. Een producent is dan juist gebaat bij een flexibel contract dat precies de index volgt die gebruikt wordt voor de bepaling van de correctiebedragen. Een producent met een variabel subsidiebedrag (zoals in de SDE) introduceert juist risico als hij een elektriciteitscontract met een vaste prijs afsluit. Een bank zal voor gunstige financieringsvoorwaarden verlangen dat de producent een contract afsluit dat dezelfde index volgt als de correctiebedragen, zodat de totale inkomsten zo stabiel mogelijk zijn.

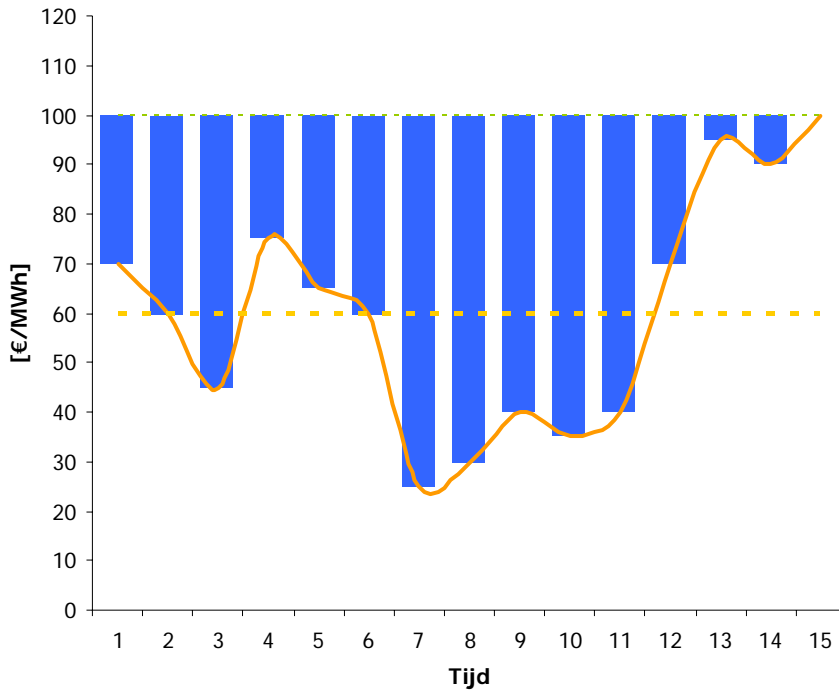
Bij de MEP werd in de schatting van de elektriciteitsprijs rekening gehouden met de meerkosten (risicopremie) van een langetermijncontract tegen een vaste prijs<sup>6</sup>. Omdat producenten bij de SDE-regeling voor maximaal stabiele inkomsten juist *geen* contracten tegen een vaste prijs afsluiten, hoeft zal deze risicopremie, of *vasteprijsafslag*, niet meer te worden meegenomen. Deze afslag op de elektriciteitsprijs heeft geen invloed op het basisbedrag, maar wel op het verwachte subsidiebedrag dat de overheid uitkeert. De overheid hoeft immers de onrendabele top aan te vullen op basis van een elektriciteitsprijs *zonder* afslag (een hogere elektriciteitsprijs, waardoor de subsidie lager is).

Onderstaande figuren geven de ontwikkeling van de subsidiebedragen weer in een tweetal voorbeeldsituaties. In beide voorbeelden is een (gelijke) willekeurige elektriciteitsprijsontwikkeling getoond, met een gemiddelde waarde van 60 €/MWh. Figuur 3.1 geeft een categorie weer met een basisbedrag van 100 €/MWh. De hoogte van het subsidiebedrag -weergegeven door de blauwe balkjes - varieert per jaar maar is voldoende om de elektriciteitsprijs aan te vullen tot het basisbedrag. Het gemiddelde subsidiebedrag is het verschil tussen het basisbedrag en de verwachte elektriciteitsprijs: 40 €/MWh.

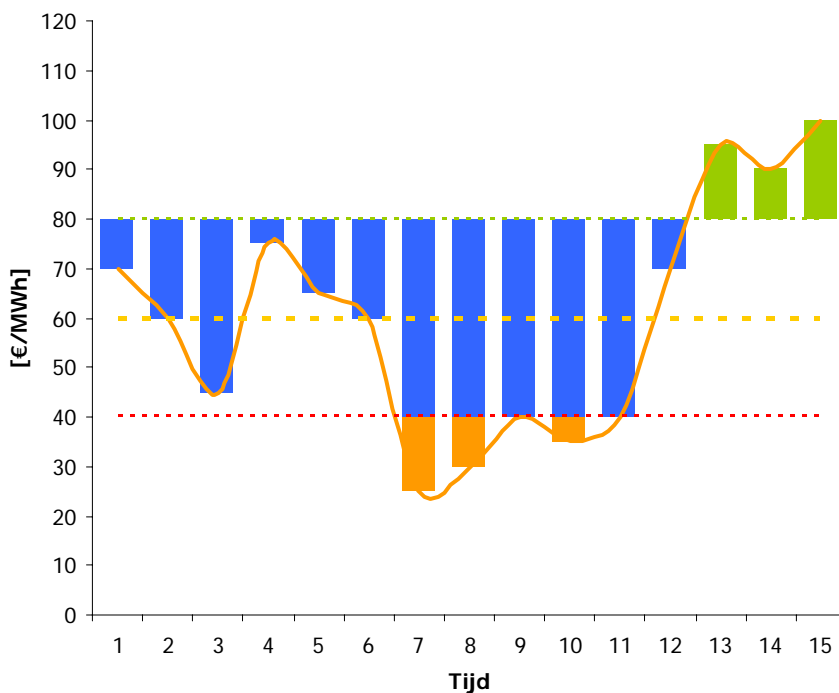
---

<sup>5</sup> Zie toelichting op artikel 14 en 31 in het Besluit stimulering duurzame energieproductie.

<sup>6</sup> Het kan nog steeds aantrekkelijk zijn om een langetermijncontract af te sluiten, maar dan met een indexvolgende prijs. De premie voor de lange termijn vaste prijs was circa 5 €/MWh, maar wordt in de SDE-regeling niet meegenomen.



Figuur 3.1 *Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 100 €/MWh*



Figuur 3.2 *Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh*

Figuur 3.2 geeft het tweede voorbeeld weer. De ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is dezelfde, met een gemiddelde van 60 €/MWh. Het basisbedrag is 80 €/MWh en de basiselektriciteitsprijs is 40 €/MWh. In jaar 7, 8 en 10 is de elektriciteitsprijs minder dan de basiselektriciteitsprijs, waardoor het subsidiebedrag niet toereikend is om de inkomsten tot het basisbedrag aan te vullen (neerwaarts risico). In de laatste drie jaar is de elektriciteitsprijs juist hoog, waardoor het

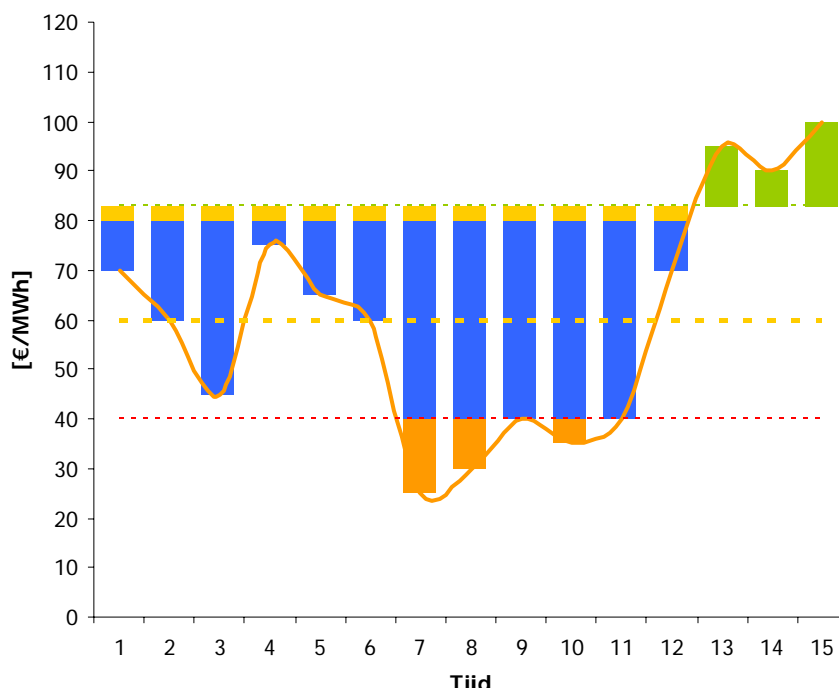
subsidiebedrag nul is en de totale inkomsten meer dan voldoende zijn om het basisbedrag te halen (opwaarts potentieel).

### *Basiselektriciteitsprijs*

De variabele subsidie biedt de producent meer zekerheid, maar is tegelijk voor de overheid een bron van onzekerheid. Het subsidiebedrag in enig jaar neemt immers toe als de elektriciteitsprijs afneemt. Als de elektriciteitsprijs helemaal naar nul zakt, zal het nodige subsidiebedrag stijgen tot het basisbedrag. Het bedrag dat de overheid moet reserveren om met zekerheid de subsidie voor het komende jaar te kunnen betalen is daarom gelijk aan het hele basisbedrag en niet het verwachte (gemiddelde) subsidiebedrag. Dit leidt in de verwachting tot structurele overreservering van Rijksmiddelen. Om een dergelijke situatie beheersbaar te maken, is een basiselektriciteitsprijs gedefinieerd waaronder de elektriciteitsprijs niet meer wordt aangevuld tot het basisbedrag.

Dit heeft een gunstig effect op het budget dat de overheid jaarlijks moet reserveren voor bestaande verplichtingen, maar een ongunstig effect voor de producent. Voor de producent betekent het namelijk de introductie van een neerwaarts risico, want als de elektriciteitsprijs onder de basiselektriciteitsprijs komt, zal het subsidiebedrag ontoereikend zijn om de kosten te dekken. Een bank zal in een dergelijk geval van de producent verlangen dat hij zich hiertegen verzekert. Dit kan bijvoorbeeld door een variabel contract af te sluiten met een zogenaamde *floor* (minimumprijs). De producent betaalt een premie voor deze minimumprijs, die niet afhankelijk is van de SDE-categorie maar alleen van het verschil tussen de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs en de basiselektriciteitsprijs: hoe hoger de basiselektriciteitsprijs, des te hoger de premie.

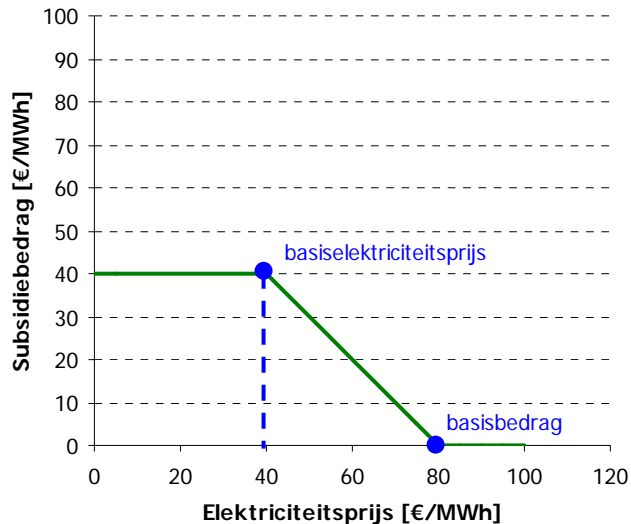
Als de elektriciteitsprijs hoger is dan het basisbedrag heeft de producent een zogenaamd ‘opwaarts potentieel’ waarbij hij meer inkomsten heeft dan nodig om het vereiste rendement te halen. Er ontstaat in een dergelijk geval geen negatief subsidiebedrag en de producent hoeft geen eerder ontvangen (of nog te ontvangen) subsidie terug te betalen. Het opwaartse potentieel verschilt wel per categorie. Opties met een betrekkelijk lage onrendabele top (zoals afvalverbrandingsinstallaties of wind op land) hebben een grotere kans dat in enig jaar de elektriciteitsprijs hoger is dan de kosten dan opties met een hoge onrendabele top (zoals zon-PV).



Figuur 3.3 *Subsidieontwikkeling bij een basisbedrag van 80 €/MWh en basiselektriciteitsprijs van 40 €/MWh met basisprijspremie*

Voor een aantal categorieën is een basisprijspremie opgenomen in het basisbedrag ter afdekking van het neerwaartse risico. Hierdoor wordt het subsidiebedrag effectief verhoogd (zie Figuur 3.3).

Figuur 3.4 geeft in het bovengenoemde voorbeeld aan wat het verband is tussen de hoogte van het subsidiebedrag en de hoogte van de relevante elektriciteitsprijs. In dit voorbeeld is de minimelektriciteitsprijs die nog wordt gecompenseerd 40 €/MWh en het basisbedrag is 80 €/MWh. Tussen 40 en 80 €/MWh wordt de elektriciteitsprijs aangevuld tot het basisbedrag, terwijl onder de 40 €/MWh geen extra aanvulling meer wordt gegeven. Als de elektriciteitsprijs boven de 80 €/MWh komt is er geen onrendabele top meer en is het subsidiebedrag 0 €/MWh.



Figuur 3.4 *Subsidiebedrag als functie van de elektriciteitsprijs*

### 3.3 Indexatie, vollasturen en bevoorschotting

#### *Indexatie*

De basisbedragen voor de SDE-regeling worden bepaald aan de hand van een versimpeld kasstroommodel, zoals dat ook bij de berekeningen voor de MEP gebeurde (De Noord en Van Sambeek, 2003). Voor de onrendabele top-berekeningen ten behoeve van de MEP is nooit expliciet rekening gehouden met kosten die gedurende de looptijd van het project stijgen als gevolg van inflatie. Stijgende kosten werden gecompenseerd door stijgende elektriciteitsopbrengsten. Bij de SDE-regeling is deze compensatie er niet en het basisbedrag voor een project wordt aan het begin van de subsidieperiode vastgesteld voor de gehele looptijd.

De som van de inkomsten uit het project stijgt niet met de elektriciteitsprijsontwikkeling (alleen het correctiebedrag wordt wellicht minder), terwijl de variabele kosten wel stijgen. Voor de bepaling van de basisbedragen worden daarom de variabele kosten jaarlijks geïndexeerd met een vooraf vastgesteld percentage. Het effect van indexatie op het basisbedrag verschilt per optie en is afhankelijk van de verhouding tussen kapitaalkosten en operationele kosten in het basisbedrag. Alleen werkelijke kosten worden geïndexeerd, niet kasstromen als gevolg van de rente- en aflossing op de financiering.

#### *Vollasturen*

Het aantal vollasturen is een maat voor de bedrijfstijd van een productie-installatie en wordt omgerekend naar een aantal draaiuren op vol vermogen. In de berekening van de basisbedragen wordt gerekend met vollasturen om de totale productie te berekenen. Voor de meeste categorieën is de inschatting van een representatieve waarde voor het aantal vollasturen onderdeel van dit

advies. Bij wind op land is het aantal vollasturen dat wordt gebuikt in dit advies aangegeven door het Ministerie.

De SDE-regeling vergoedt jaarlijks subsidie voor maximaal het aantal vollasturen dat is vastgesteld voor de berekening van het basisbedrag. Er kan niet worden gemiddeld tussen jaren: slechte jaren waarin een productie-installatie minder dan het maximaal aantal vollasturen draait kunnen niet worden gecompenseerd met overschotten uit goede jaren. Het risico van inkomstendering als gevolg van ‘slechte jaren’ is niet expliciet meegenomen in de berekeningen voor de basisbedragen maar wordt geabsorbeerd in het projectrisico.

Bij windprojecten is een grote afhankelijkheid van weersomstandigheden en het risico dat windprojecten in enig jaar minder dan het maximaal aantal vollasturen halen is aanzienlijk. Daarom hanteert het Ministerie een methode waarbij het basisbedrag uitgaat van 100% van de voorgeschreven vollasturen, terwijl de jaarlijkse subsidie-uitbetaling plaatsheeft over de eerste 80% van de productie<sup>7</sup>. De hoogte van de subsidie wordt zodanig aangepast dat voor de eerste 80% van de productie wel het hele subsidiebedrag wordt uitgekeerd alsof 100% zou zijn gedraaid. De uitwerking en praktische invulling hiervan worden gedaan door het Ministerie en vallen buiten dit advies; zie de Nota van Toelichting (MinEZ, 2008c). Het gevolg van deze 80%-uitbetaling is, dat in de regel geen subsidie wordt misgelopen door variaties in windopbrengst, omdat deze onder normale omstandigheden jaarlijks vrijwel altijd binnen de 20% afwijking blijven. Een bijkomend effect<sup>8</sup> is dat projecten met minder vollasturen in totaal meer subsidie krijgen dan wanneer de regel er niet zou zijn.

#### *Bevoorschotting*

Jaarlijks wordt een subsidievoorschot uitbetaald, gebaseerd op 80% van de door de producent aangeleverde prognose. De resterende 20% wordt het jaar daarop uitgekeerd bij de vaststelling van de correctiebedragen en de werkelijke subsidie. Het gevolg is dat in het eerste jaar een ‘gat’ valt van 20% van de verwachte subsidie-inkomsten. Deze 20% kunnen worden meegefinancierd in het eerste jaar. De kosten hiervan zijn beperkt en niet expliciet meegenomen in de basisbedragen.

### 3.4 Budgetplafonds en verdeelwijze

De MEP-regeling was in beginsel een openeinderegeling, waarbij de subsidiebedragen vastgelegd werden in uitwerkingsregelingen van de Elektriciteitswet 1998. Begin 2006 zijn in de regeling op twee punten belangrijke wijzigingen aangebracht, die ingegaan zijn in 2007. Ten eerste is de juridische structuur gewijzigd. De regeling is ondergebracht in een AMvB en één of meer ministeriële regelingen, zodat sneller gereageerd kan worden op externe ontwikkelingen. Ten tweede is de budgettaire beheersbaarheid vergroot door de mogelijkheid jaarlijkse subsidieplafonds per categorie te definiëren. Omdat de MEP in augustus 2006 is stilgelegd, is in de praktijk nog geen sprake geweest van budgetplafonds en selectieve subsidieverdeling.

Voor de SDE wordt jaarlijks voor elk van de categorieën door de Minister bepaald hoeveel subsidie beschikbaar is voor nieuwe projecten en hoe deze wordt verdeeld, namelijk op basis van binnenkomst of op basis van rangschikking<sup>9</sup> zie §2.1 in (Staatsblad, 2007). In dit rapport is in overleg met het Ministerie bij de keuze voor een referentie-installatie geen rekening gehouden met beschikbare middelen. De keuze voor de referentie is zodanig dat het merendeel van de projecten in de betreffende categorie op financieel rendabele wijze doorgang kan vinden.

---

<sup>7</sup> Dit heeft niet te maken met de 80% bevoorschotting die voor alle categorieën geldt, maar is specifiek voor windenergie.

<sup>8</sup> Een windturbine die 1760 vollasturen haalt per jaar krijgt evenveel subsidie als een windturbine die meer draait.

<sup>9</sup> De optimale keuze van een basisbedrag hangt niet alleen af van de gemiddelde kosten voor alle potentiële projecten, maar ook van de hoogte van het totale subsidieplafond. Bij een beperkt budget ligt het optimale basisbedrag mogelijk lager dan bij een ruim budget.



Beide verdelingsmethoden kunnen nadelig uitpakken voor een producent. Bij verdeling op volgorde van rangschikking is het vrijwel altijd onvermijdelijk dat aanvragen niet gehonoreerd worden. Bij verdeling op volgorde van binnenkomst is er een risico dat een aanvraag niet op tijd binnen is en het budget is uitgeput. Kosten die hier uit volgen worden aangemerkt als voorbereidingskosten en worden daarom niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Dekking van voorbereidingskosten komt terug in het rendement op het aandeel eigen vermogen.

### 3.5 Duurzaamheidscriteria en emissie-eisen

Het Besluit stimulering duurzame energieproductie meldt over duurzaamheidscriteria het volgende in artikel 63:

“De inzet van biomassa heeft als doel de inzet van fossiele brandstoffen te verminderen, waarmee de uitstoot van kooldioxide wordt teruggedrongen. De mate waarin deze reductie van kooldioxide wordt gerealiseerd kan sterk verschillen per ingezette biomassastroom. Bovendien kunnen er neveneffecten optreden die op andere wijze schadelijk zijn voor het milieu. Hierbij valt te denken aan het op grootschalige wijze kappen van tropisch regenwoud om gewassen te kunnen telen die voor de productie van hernieuwbare elektriciteit of hernieuwbaar gas worden ingezet. Op 27 april 2007 heeft de projectgroep *Duurzame productie van Biomassa* het onderzoeksrapport *Toetsingkader voor duurzame biomassa* aangeboden aan de Minister van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu. De projectgroep komt tot de conclusie dat diverse aspecten de duurzaamheid van biomassastromen kunnen beïnvloeden. Het kabinet onderschrijft de noodzaak tot het opleggen van duurzaamheidscriteria maar realiseert zich dat de uitwerking van een goed werkend stelsel de nodige tijd in beslag zal nemen. In dit besluit worden daarom geen duurzaamheidscriteria opgenomen, maar kan aan subsidieontvangers de verplichting worden opgelegd periodiek te rapporteren over de duurzaamheid van biomassa waarmee hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas of elektriciteit door middel van warmtekrachtkoppeling wordt geproduceerd.”(Staatsblad, 2007)

Vooralsnog wordt aan producenten van bio-energie een rapportageverplichting zonder specifieke eisen opgelegd. In dit rapport worden daarom geen kosten die samenhangen met duurzaamheidscriteria aangenomen. Wel bestaat het besef dat in de toekomst de duurzaamheidscriteria kunnen worden aangescherpt voor bestaande biomassabrandstoffen.

Met uitzondering van AVI's gelden tevens emissie-eisen uit de onderstaande tabel. Voor de gevolgen van deze emissie-eisen voor de referentie-installatie en haar kosten wordt verwezen naar de paragraaf waar de betreffende categorie wordt behandeld.

Tabel 3.1 *Emissie-eisen*

Emissiestof	Minimumeis
SO <sub>2</sub> (zwaveldioxide)	200 mg/Nm <sup>3</sup> rookgas
PM <sub>10</sub> (fijn stof)	5 mg/Nm <sup>3</sup> rookgas
C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> (koolwaterstoffen)	1200 mg C/Nm <sup>3</sup> (3% O <sub>2</sub> )
NO <sub>x</sub> (stikstofoxiden)	40 g/GJ verbrandingswarmte

bron: bijlage in (MinEZ, 2007b)

### 3.6 Subsidieduur

Een belangrijk uitgangspunt van de SDE is het bieden van langjarige zekerheid aan investeerders. In de praktijk is echter gebleken dat het gebruik van een periode van tien jaar zonder on-

derscheid naar productiewijze kan leiden tot ongewenste effecten. Zo kan het voorkomen dat een installatie zoals een windturbine uit bedrijfseconomische overwegingen wordt ontmanteld terwijl deze technisch zonder problemen door kan draaien.

De keuze per categorie voor een subsidieduur is zo veel mogelijk in lijn gebracht met de verwachte technische levensduur<sup>10</sup>. Tabel 6.1 geeft een overzicht van de in overleg met het Ministerie van Economische Zaken gehanteerde aannames met betrekking tot subsidieduur per optie.

### 3.7 Innovatie

In het Besluit stimulering duurzame energieproductie is de mogelijkheid opgenomen om innovatieve categorieën op te nemen die in aanmerking komen voor SDE-subsidie. Verder wordt innovatie genoemd als een van de kenmerken die worden gehanteerd bij het bepalen van de rangorde bij het tenderen van projecten. Dit heeft verder geen invloed op de inhoud van dit rapport, dat slechts dient om het basisbedrag binnen een categorie vast te leggen. Bij het bepalen van dit basisbedrag wordt verder geen rekening gehouden met het innovatieve karakter van de categorie.

---

<sup>10</sup> Voor de meeste installaties geldt een technische levensduur van minimaal 15 jaar. Vanwege financieringsrestricties is in overleg met het Ministerie voor een aantal installaties de subsidieduur teruggebracht naar 12 jaar.

## 4. Ontwikkeling brandstofprijzen

In 2006 heeft ECN een achtergrondstudie uitgevoerd voor de onderbouwing van de prijsontwikkeling van fossiele brandstof en elektriciteit op de lange termijn (Wakker *et al.*, 2006). Dit was nodig voor het bepalen van de onrendabele toppen voor de MEP-regeling. In de SDE-regeling echter, wordt gewerkt met basisbedragen die jaarlijks gecorrigeerd worden voor inkomsten uit elektriciteitsverkoop. Deze inkomsten zijn gebaseerd op openbare marktindices en worden jaarlijks door het Ministerie verwerkt in het correctiebedrag<sup>11</sup>. Inzicht in de lange termijn prijsontwikkeling van fossiele brandstof of elektriciteit<sup>12</sup> is daarom niet langer noodzakelijk.

### 4.1 Biomassaprijzen

Er worden geen langetermijncontracten voor biomassa verhandeld en er zijn vrijwel geen indices. Het is daarom onmogelijk voor ondernemers om een langetermijnschatting te maken van de biomassaprijzen. Er zijn drie manieren om hier rekening mee te houden: ex post corrigeren voor de realisatie van biomassaprijzen, een zekerheidsmarge vertalen naar hogere biomassaprijzen of het risico terug laten komen in de financieringsvoorwaarden. In overleg met het Ministerie is gekozen voor het laatste. Hoewel het voor de ondernemer relevant is wat de brandstofkosten zijn gedurende de gehele subsidieperiode, is het nu onmogelijk om een onderbouwde maar specifieke langetermijn prijs te bepalen. Daarom worden in dit rapport biomassaprijzen prijzen gehanteerd die voor de komende drie à vier jaar representatief worden geacht.

Voor een aantal referentie-installaties wordt geen grondstofprijs gerekend, terwijl de grondstof wel een waarde heeft. De reden is dat de waardering gebeurt op basis van de extra kosten bovenop de alternatieve aanwending (zie ook paragraaf 5.2). Voor de categorie vloeibare biomassa is een aantal specifieke stoffen uitgesloten, waaronder palmolie. Dierlijk vet en frituurvet zijn als toegestane brandstoffen onder de SDE toegevoegd. In Tabel 4.1 staan de prijsprojecties voor biomassa, en de energie-inhoud en prijzen voor de in dit rapport gebruikte referentiebrandstoffen. Nadere onderbouwing van de aannames wordt in paragrafen 4.2, 4.3 en 4.4 gegeven.

Tabel 4.1 *Prijsprojecties biomassa 2008-2012*

	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijrsrange [€/ton]	Referentieprij [€/ton]	Referentieprij <sup>13</sup> [€/GJ]
Dierlijk vet	39	525-575	550	14,1
Frituurvet	39	450-500	475	12,2
Knip- en snoeihout	7	20-40	28	4,0
Afvalhout	14	10-50	25	1,8
Dierlijke mest	1	(-30)-(-5)	-15	-15,0
Co-substraat	4,8	5-35	25	5,2
Covergistinginput	2,9	-	18,5	6,4

<sup>11</sup> Zie toelichting bij de Regeling vaststelling correcties voorschotverlening duurzame energieproductie 2008 (MinEZ, 2008c).

<sup>12</sup> Alleen bij de bepaling van de premie ter compensatie van het risico dat de elektriciteitsprijs in enig jaar onder de basiselectriciteitsprijs komt. Zie paragraaf 7.3.

<sup>13</sup> De prijzen die in dit rapport zijn gehanteerd zijn gebaseerd op het gehele product en niet alleen op het droge stof gehalte. Het gaat altijd om het poorttarief, dus levering aan de installatie.

## 4.2 Vergistingsgrondstoffen

De Nederlandse mestmarkt is bijzonder grillig en ontwikkelingen worden grotendeels bepaald door beleid dat in de komende jaren in lijn moet worden gebracht met de Europese regelgeving. De Nederlandse mestmarkt is oververzadigd, wat geleid heeft tot snel stijgende afvoerkosten van mest: het varieert per regio en loopt op tot tussen 5 en 30 €/ton. Voor dierlijke mest wordt voor de langere termijn een referentieprij van 15 €/ton aangenomen (negatief, het gaat om afvoerkosten, inclusief transport). De prijs van mest heeft niet alleen invloed op de invoerkant van de vergister. Het digestaat dat moet worden afgevoerd na vergisting wordt ook als dierlijke mest beschouwd.

De prijzen van de co-substraten maïs en kuilgras worden sterk beïnvloed door het Europese landbouwbeleid. Verlaging van de maïspremie bijvoorbeeld, kan snel leiden tot een verhoging van de maïsprijs. In de markt zijn prijzen voor co-substraten gangbaar tussen 5 en 35 €/ton. Maïsprijzen zijn gestegen en lijken hoog te blijven. Men is op zoek naar residuen die bijgemengd kunnen worden met een iets lagere prijs per GJ. In dit advies wordt uitgegaan van 30% residuele biomassa en 70% (snij)maïs in het co-substraat. Dit komt neer op een co-substraat met een energie-inhoud van 4,8 GJ/ton bij een prijs van 25 €/ton, ofwel 5,2 €/GJ<sup>14</sup>.

Bij de samenstelling van het mengsel voor vergisting wordt uitgegaan van een 50/50 verhouding tussen mest en co-substraat. In principe kan een verhoging van het aandeel co-substraat tot een hogere biogasproductie en een betere rentabiliteit leiden. De meststoffenwetgeving stelt echter eisen aan covergisting. In de eerste plaats dient het gebruikte co-substraat vermeld te zijn op de 'positieve lijst' van het Ministerie van LNV. Verder mag alleen digestaat afkomstig van mengsels met een aandeel mest van 50% of meer als dierlijke meststof worden vervoerd en verhandeld. Bij een aandeel co-substraat van *meer dan 50%* mag het digestaat alleen op eigen grond worden aangewend, of pas na een ontheffing als dierlijke meststof worden vervoerd en verhandeld. In de praktijk blijkt dat vrijwel alle covergistinginitiatieven op basis hiervan kiezen voor een 50/50 verhouding: niet hoger dan 50% co-substraat omdat anders een ontheffing nodig is, niet lager dan 50% omdat daarmee de rentabiliteit omlaag gaat.

Het eindproduct van een vergister, het digestaat, heeft een betere bemestingskwaliteit en een aantal voordelen ten opzichte van verse mest. Op termijn kan het zelfs de mogelijkheid bieden het gebruik van kunstmest terug te dringen. Deze ontwikkelingen zijn echter nog onzeker. Momenteel wordt het voordeel van digestaat niet onderkend door de markt en de voordelen van digestaat ten opzichte van verse mest laten zich dan ook niet in geld uitdrukken. In dit eindrapport is aangenomen dat het digestaat dan ook dezelfde prijs heeft als gewone mest. Ongeveer 90% van de massa van de invoergrondstoffen komt vrij als digestaat en moet worden afgevoerd als dierlijke mest.

De prijs van grondstof voor GFT-vergisting wordt buiten beschouwing gelaten, daar voor het basisbedrag alleen de meerprijs berekend wordt ten opzichte van de alternatieve aanwending (composteren). Het verschil tussen composteren door aerobe vergisting en covergisting door anaerobe vergisting heeft geen invloed op de massa van het restproduct.

## 4.3 Vloeibare biomassa

Het aantal soorten vloeibare biomassa dat binnen de categorieën verbranding van vloeibare biomassa is toegestaan is beperkt. Tabel 4.2 geeft een overzicht van de toegestane biomassa. Vanwege duurzaamheidseisen zijn plantaardige oliën en mengsels van plantaardige vetten en oliën uitgesloten in de SDE. Geïmporteerde tropische bio-olie, zoals palmolie of jatropha, kan dus

<sup>14</sup> Een grondstofmix van 0,5 ton mest en 0,5 ton co-substraat levert 90% digestaat, ofwel 0,9 ton stof die moet worden afgevoerd alsof het mest is. De grondstofmix heeft energie-inhoud van  $0,5 \times 1,0 + 0,5 \times 4,8 = 2,9$  GJ/ton en een prijs van  $0,5 \times \text{mestprijs} + 0,5 \times \text{substraatprijs} - 0,9 \times \text{mestprijs}$ , ofwel 18,5 €/ton.

niet worden gebruikt. Dit beperkt de mogelijke biomassastromen voor de categorie verbranding van vloeibare biomassa tot een klein aantal nationaal beschikbare stromen.

Gebruikte frituurvetten en -oliën worden in gezuiverde vorm in Nederland als brandstof aangeboden. Omdat het een afvalproduct is, ligt de prijs relatief laag en het is goedkoper dan bijvoorbeeld palmolie. Ook dierlijke olie als bijproduct van de kadaververwerkende industrie is beschikbaar tegen een lagere prijs dan maagdelijke plantaardige olie. Het is echter in eerdere adviezen niet als referentiebrandstof gebruikt, omdat uitgangspunt voor de keuze is dat de brandstof in voldoende ruime mate beschikbaar moet zijn. Het is voorsnog onvoldoende duidelijk of in Nederland voldoende gebruikt frituurvet beschikbaar is om een groot project van brandstof te voorzien.

Tabel 4.2 *Plantaardige en dierlijke vetten en oliën*

	NTA code	Toegestaan in SDE
Plantaardige vetten en oliën	541	
Dierlijke vetten en oliën (inclusief visolie)	542	●
Vetzuren	543	
Glycerine	544	●
Gebruikte frituurvetten en -oliën	545	●
Mengsels vetten en oliën (uitsluitend plantaardig)	546	
Mengsels vetten en oliën (inclusief dierlijk)	547	●
Bleekaarde	548	●

Bron: NTA-codes: ECN Phyllis database.

#### 4.4 Vaste biomassa

Agroresiduen en houtpellets kunnen op grond van prijs en gebruik in de praktijk niet als referentiebrandstof worden aangemerkt voor kleinschalige verbranding van vaste biomassa. Voor dit soort projecten tot 50 MW<sub>e</sub> is het aantrekkelijker om gebruik te maken van afvalhout of knip- en snoeihout. Naar het zich laat aanzien zullen de nog vrij beschikbare potentiële van deze biomassastromen niet uitgeput raken door in 2008 en 2009 beschikbaar gestelde SDE-budgetten. Wel dient opgemerkt te worden dat bij gecontinueerde capaciteitsgroei van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties op zeker moment knip- en snoeihout en afvalhout niet meer toereikend zullen zijn, waarna nieuwe installaties gebruik zullen moeten gaan maken van duurdere biomassa.

##### *Afvalhout*

Afvalhout kost circa 25 €/ton bij een energie-inhoud van 14 GJ/ton. Installaties op afvalhout hebben wel een hogere investering dan installaties op schoon hout (zoals knip- en snoeihout of pellets) vanwege de noodzaak rookgassen meer vergaand te reinigen. Voor de grotere installaties (10-50 MW) is dit lonend. Kleinere installaties zullen schoner hout moeten gebruiken.

##### *Knip- en snoeihout*

Het in Nederland gebruikte knip- en snoeihout dat als brandstof wordt gebruikt, heeft als alternatieve aanwending composteren. De prijs van dit hout varieert tussen 20 en 40 €/ton, afhankelijk van de kwaliteit en transportafstand. Knip- en snoeihout wordt vrijwel alleen in kleinschalige verbranding gebruikt en voor deze installaties geldt als referentiebrandstof een houtmix met een prijs van 28 €/ton bij een energie-inhoud van 7 GJ/ton. Bij knip- en snoeihout treedt geen internationale prijsvorming op; het betreft voornamelijk regionale markten. Het aanbod is beperkt.

## 5. Technisch-economische berekeningsaannames

### 5.1 Wind op land

In december 2007 stonden in Nederland ruim 1900 turbines opgesteld, met een totaal vermogen van circa 1800 MW<sub>e</sub>. Het aantal nieuwe initiatieven dat in de eerste helft van 2006 een aanvraag heeft gedaan voor een MEP-beschikking is aanzienlijk. Op basis hiervan is de realisatie van een paar honderd MW te verwachten in 2007 en 2008<sup>15</sup>. In het coalitieakkoord van januari 2007 en in het werkplan Schoon en Zuinig (MinVROM, 2007) heeft de overheid aangegeven de komende jaren in te willen zetten op een zeer sterke groei van windenergie op land, waarbij het opgesteld vermogen in de komende vier tot zes jaar moet zijn toegenomen van circa 2000 MW<sub>e</sub> tot 4000 MW<sub>e</sub>. De huidige praktijk (CBS, 2007) is dat er in Nederland vrijwel uitsluitend windparken worden gebouwd die bestaan uit turbines in de range van 2-3 MW. In de bepaling van de kosten hebben deze turbines daarom ook de meeste aandacht gekregen. Als referentie-installatie is een 3 MW<sub>e</sub> turbine aangenomen, in een windpark van middelgrote omvang, dat wil zeggen in de orde van 10 tot 15 MW<sub>e</sub>. Opbrengstverlagende parkeffecten zijn meegenomen.

#### *Investeringskosten*

Op basis van leereffecten is de verwachting dat investeringskosten in de loop van de tijd zullen dalen. In de afgelopen jaren hebben leereffecten wel degelijk invloed gehad op de productiekosten van turbines, maar dit komt vooralsnog niet naar voren in de verkoopprijs. Door marktpartijen is aangegeven dat de prijzen voor windenergie de laatste tijd sterk zijn gestegen. Het betreft hier zowel de investeringskosten als de jaarlijkse kosten. De wereldmarkt voor windturbines is op het ogenblik gespannen en de productiecapaciteit van windturbinefabrikanten is volledig geboekt tot eind 2009. Er zijn weinig mogelijkheden om de productiecapaciteit op korte termijn sterk uit te breiden, omdat het gebrek aan productiecapaciteit ook te merken is bij de toeleveranciers van onderdelen en diensten. Daarnaast is er sprake van gestegen staalprijzen, een belangrijke grondstof van windturbines. De prijs van een windturbine wordt voor een kwart tot een derde bepaald door de staalprijs.

Uit recente marktgegevens is gebleken dat er een grote variatie optreedt in de turbineprijzen wanneer deze wordt uitgedrukt in de voor de SDE gebruikte maat: 860-1430 €/kWh<sub>e</sub>. Deze aanzienlijke spreiding is het gevolg van de locatiegedreven variatie in het specifiek vermogen (vermogen per m<sup>2</sup> turbineoppervlak), de ashoogte en uitvoeringsvorm. Uit analyse van projectgegevens is af te leiden dat er een correlatie bestaat tussen het investeringsbedrag en de energieopbrengst van de turbine. Hierdoor is de variatie in de opwekkingskosten per kWh minder groot dan wordt gesuggereerd door de grote range van investeringskosten per kW<sub>e</sub>. Voor de bepaling van de SDE is een investeringsbedrag gekozen dat past bij een opbrengst van 2200 vollasturen.

Het investeringsbedrag van een windpark bestaat uit verschillende componenten. Op hoofdlijnen kan een windpark in de volgende vier componenten worden onderverdeeld: de windturbines en de fundaties, de elektrische infrastructuur in het windpark, de netaansluiting en de civiele werken zoals bouwvoorbereiding en ontsluitingswegen. Voor de som van deze vier componenten wordt een investeringsbedrag gehanteerd van 1250 €/kW<sub>e</sub>.

#### *Onderhouds- en bedrijfskosten*

Waar in eerdere adviezen de onderhoudskosten werden meegenomen als vast bedrag per kW<sub>e</sub> is het meer conform de huidige realiteit om een opsplitsing te maken in een vast deel en een productieafhankelijk deel. Voor onderhoud, garanties, machinebreukverzekeringen en productie-

---

<sup>15</sup> Zie bijlage bij de brief van de Minister van Economische Zaken aan de Tweede Kamer, d.d. 06 september 2006 (MinEZ, 2006).

verliesverzekering wordt met een bedrag van 1,0 ct/kWh gerekend. Dit bedrag wordt in de berekening jaarlijks voor inflatie gecorrigeerd. Voor jaarlijkse netaansluitingskosten, grondkosten en onroerend zaakbelasting wordt een bedrag van 24 €/kW<sub>e</sub> gehanteerd, opgebouwd uit 10 €/kW<sub>e</sub> voor de netaansluitingskosten en 14 €/kW<sub>e</sub> voor grondkosten en OZB. Met name de grondkosten variëren sterk per locatie en de gevonden range is 5-23 €/kW<sub>e</sub>.

Het maximale aantal vollasturen dat in aanmerking komt voor subsidie is door het Ministerie bepaald. De laatste jaren is het aantal vollasturen van turbines toegenomen. De twee hoofdoorzaken zijn dat het specifiek vermogen ( $W/m^2$ ) van de windturbines is afgenomen en dat de gemiddelde ashoogte van de windturbines is toegenomen. Het Ministerie heeft ECN/KEMA verzocht bij de bepaling van de basisbedragen met 2200 vollasturen beter aan te sluiten bij deze praktijk. Bij moderne turbines is dit aantal vollasturen ook haalbaar op binnenlandlocaties, mits gekozen wordt voor turbines met een voldoende grote rotor en er geen beperkingen zijn aan de bouwhoogte.

Kosten voor onbalans en programmaverantwoordelijkheid worden niet langer meegenomen in het basisbedrag, maar zullen als kosten worden opgenomen in het correctiebedrag.

Tabel 5.1 *Technisch-economische parameters wind op land*

		2006-2007	2008-2009
Referentie grootte	[MW <sub>e</sub> ]	2,0	5 x 3,0
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1100	1250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	2000	2200
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	39	24
Variabel O&M-kosten	[€/kWh]	0	0.01

#### *Uitgangspunten*

Bij de keuze voor de referentie-installatie en de berekening van de basisbedragen zijn op aangeven van het Ministerie de volgende uitgangspunten gehanteerd: de installatie heeft een productie vergelijkbaar met 2200 vollasturen per jaar, de installatie is onderdeel van een middelgroot park en de installatie is niet onderworpen aan beperkingen ten gevolge van eventuele regionale bouwhoogtebeperkingen.

## 5.2 Biomassa: inzet in zelfstandige installaties

Bij zelfstandige biomassa-installaties bestaat een grote diversiteit aan brandstofsoort, techniekkeuzes en installatiegroottes. Deze diversiteit vindt zijn weerslag in een uitgebreide categorie-indeling, die daardoor in het verleden van jaar tot jaar aan verandering onderhevig is geweest. Zo heeft de toegenomen ervaring met, en interesse in vergisting geleid tot het opnemen van een extra vergistingscategorie met andere andere GFT-vergisting. Andere vergistingsopties, als vergisting van restmateriaal uit de suiker- of bioethanolindustrie, zijn nog te beperkt in aantal om een referentiecasse op te kunnen baseren.

Het meestoken van palmolie in elektriciteitscentrales is in de tweede helft van 2006 sterk onder druk komen te staan. Milieuorganisaties hebben gewezen op de mogelijke schadelijke effecten van palmpantages in Maleisië en Indonesië en palmolie is de inzet geweest van een directe publiekscampagne tegen een van de grote elektriciteitsbedrijven, zie ook (UNEP, 2007). Naar aanleiding van deze actie is de inkoop van palmolie stilgezet en heeft een onafhankelijke commissie onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om tot een gegarandeerde ketenduurzaamheid te komen (Commissie Blok, 2007). Duurzaamheid is in de bepaling van de basisbedragen deels teruggekomen als selectie van bio-oliën die in de SDE-regeling zijn toegestaan.

Voor de meeste zelfstandige elektriciteitscentrales is de milieuvergunning de beperkende factor voor de hoeveelheid biomassa die kan worden meegestookt. Bij enkele categorieën wordt aangenomen dat een vergoeding betaald zal worden voor een deel van de te hoge de NO<sub>x</sub>-uitstoot, in plaats van vermindering van dat deze wordt verminderd. In de SDE-regeling zijn daarbovenop extra emissie-eisen opgenomen. Deze emissie-eisen lijken technisch geen onoverkomelijk beletsel te vormen, ofschoon de eisen op onderdelen ambitieus zijn.

### *Uitgangspunten*

Voor zelfstandige biomassaprojecten zijn twee aanvullende uitgangspunten gehanteerd bij de bepaling van de basisbedragen.

Ten eerste is voor biomassastromen met een duidelijke alternatieve aanwending alleen gerekend met de meerkosten van elektriciteitsopwekking. De categorieën waarvoor dit geldt, zijn stortgas waarbij het affakkelen van het ongezuiverde stortgas een alternatief is voor energieproductie en de vergisting van GFT-afval waarbij composteren het alternatief is. Bij waterzuiveringsinstallaties is het alternatief het affakkelen van biogas na toepassing van een anaerobe waterzuiveringsstap. Ook voor afvalverwerking in AVI's is uitgegaan van de meerkosten van het opwekken van elektriciteit. In alle gevallen is het gevolg dat er geen afvoerkosten of brandstofkosten worden gerekend (positief noch negatief).

Ten tweede wordt geen rekening meer gehouden met inkomsten uit het nuttig inzetten van warmte, omdat dit in de praktijk niet voor alle installaties haalbaar is gebleken. Hoewel bij de locatiekeuze voor kleinschalige verbrandingsinstallaties veelal rekening wordt gehouden met een warmtevraag, komt nuttige warmte-inzet bij covergistinginstallaties veel minder voor dan verwacht. In overleg met het Ministerie is gekozen voor een methode waarbij geen minimumeis is gesteld aan warmte-inzet. Als warmte-inzet op rendabele wijze mogelijk is, komen alle opbrengsten en kosten daarvan buiten het SDE-project tot stand.

### *Referentiebrandstof per categorie*

Tabel 5.2 geeft een overzicht van brandstoffen die in dit advies voor de verschillende installaties als representatief worden aangemerkt en de bijbehorende referentieprijzen. Bij de keuze van de referentiebrandstof is rekening gehouden met prijs en beschikbaarheid voor zover de beperkende categoriedefinities dit toelaten. Het meestoken van biomassa in kolencentrales gebeurt vaak met plantaardige olie, agroresiduen of houtpellets. Omdat de categorieën voor grootschalige meestook in dit eindadvies niet zijn opgenomen, is niet gerapporteerd over deze brandstoffen.

Tabel 5.2 *Referentiebrandstoffen biomassaprojecten*

Categorie	Referentiebrandstof	Referentieprijzen [€/ton]	Referentieprijzen [€/GJ]
<b>Biomassavergistinginstallaties</b>			
Stortgas	Ruw biogas	0	0
RWZI en AWZI	Slib	0	0
Covergisting van dierlijke mest	Mengsel mest/substraat	18,5	6,4
Vergisting overige biomassa	GFT	0	0
<b>Biomassaverbrandingsinstallaties</b>			
Vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	Knip- en snoeihout	28	4,0
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	Afvalhout	25	1,8
Vloeibare biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	Dierlijk vet	550	14,1
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	Frituurvet	475	12,2



### 5.2.1 Stortgas, RWZI en AWZI

Voor de categorieën biogas uit rioolwater- en afvalwaterzuiveringsinstallaties en stortgas uit stortplaatsen is het potentieel voor nieuwe projecten in Nederland weliswaar beperkt maar wordt groot belang gehecht aan het volledig benutten van dit potentieel (MinVROM, 2007). De technisch-economische parameters voor deze categorie zijn daarom bepaald zodat berekening van de basisbedragen mogelijk wordt.

#### *Stortgas uit stortplaatsen*

In Nederland worden nagenoeg geen nieuwe afvalstortplaatsen meer in gebruik genomen. Het storten van brandbaar organisch afval wordt tot een minimum beperkt en ontmoedigd door het heffen van een stortbelasting die hergebruik en afvalverbranding financieel aantrekkelijker maakt. Vrijwel alle mogelijkheden voor het rendabel opwekken van elektriciteit op basis van stortgas zijn dan ook benut. In de komende jaren zal de productie van stortgas langzaam afnemen. Gasmotoren die geplaatst zijn bij stortplaatsen zullen in toenemende mate in deellast draaien. Op een gegeven moment is het bedrijven van deze installaties niet meer rendabel, de gasmotor zal buiten bedrijf worden gesteld en het stortgas wordt afgefakkeld. Het affakkelen kan worden voorkomen door de grote gasmotor te vervangen door een kleine gasmotor. Bij de bepaling van het basisbedrag is uitgegaan van een dergelijke situatie. Een kleine gasmotor is naar verhouding duurder. Omdat de gasmotor wordt ingepast in een bestaande infrastructuur en affakkelen van stortgas het alternatief is, worden de brandstofkosten op nul gesteld. Daarentegen worden alle kosten die te maken hebben met het geschikt maken van het stortgas voor de inzet in een gasmotor meegenomen bij de bepaling van het basisbedrag.

Tabel 5.3 *Parameters stortgasinstallaties*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[kW <sub>e</sub> ]	500	300
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1000	2050
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	6500	6500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	128	205
Energie-inhoud	[GJ/m <sup>3</sup> ]	0,0192	0,0192
Brandstofkosten	[€/m <sup>3</sup> ]	0,01	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35
Thermisch rendement	[%]	n.v.t.	n.v.t.
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	n.v.t.

#### *Biogas uit rioolwater of afvalwaterzuiveringsinstallaties*

Het aantal projecten dat naar verwachting op het gebied van afvalwaterzuiveringsinstallaties (AWZI) en rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI) wordt ontwikkeld is beperkt omdat het overgrote deel van het potentieel reeds benut is. Daar komt bij dat de lozingsnormen voor fosfaat en nitraat aangescherpt worden met als gevolg dat de installaties worden aangepast. De aangepaste techniek levert slib dat minder rijk is aan organisch materiaal en daarmee voor de winning van biogas minder aantrekkelijk. Desalniettemin biedt vergisting bij waterzuiveringsinstallaties mogelijkheden voor de opwekking van biogas en inzet in gasmotoren.

Tabel 5.4 *Parameters RWZI en AWZI installaties*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[kW <sub>e</sub> ]	500	300
Investeringskosten <sup>16</sup>	[€/kW <sub>e</sub> ]	1450, 1900	1850
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	175	185
Energie-inhoud	[MJ/m <sup>3</sup> ]	22	22
Brandstofkosten	[€/m <sup>3</sup> ]	0	0
Elektrisch rendement	[%]	35	35
Thermisch rendement	[%]	n.v.t.	n.v.t.
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	n.v.t.

### 5.2.2 Covergisting van dierlijke mest

Het aantal projecten en initiatieven rond covergisting van mest is in het afgelopen jaar sterk toegenomen (CBS, 2007). Het potentieel voor doorgroei is aanzienlijk. Waar te nemen is dat de schaalgrootte toeneemt. Bij de bepaling van het basisbedrag voor covergisten van dierlijke mest wordt uitgegaan van een installatie met een capaciteit van circa 30.000 ton op jaarbasis en een opgesteld vermogen van 600 tot 1000 kW<sub>e</sub> (afhankelijk van verhouding mest / substraat en de kwaliteit van het substraat). Het aandeel substraat kan oplopen tot 50%. Dit is tevens de referentiewaarde, boven dit percentage is geen sprake meer van covergisten (zie ook paragraaf 4.2).

Rondom mestcovergisting bestaat veel onduidelijkheid. Enerzijds onduidelijkheid ten gevolge van het in het maatschappelijke debat omstreden karakter van duurzame elektriciteit uit mestcovergisting (Stichting Natuur en Milieu, 2008) en anderzijds onduidelijkheid van financieel-technische aard, dat tot uitdrukking komt onzekerheid in de afvoerkosten voor mest en digestaat. Appendix A spreekt hier uitvoeriger over en laat de variatie in het basisbedrag ten gevolge van onzekerheid in de grondstofprijzen zien.

#### *Technisch-economische parameters*

Een professioneel beheerde vergistinginstallatie kan zo'n 7000 tot ruim 7500 vollasturen per jaar draaien, met de kanttekening dat wanneer een installatie biologisch uit balans raakt, het herstel een aanzienlijke tijd kan duren. Ook in het eerste jaar is het aantal vollasturen beperkt. Voor vergisting dient een installatie van 600 kW<sub>e</sub> als referentie. De investeringskosten hangen sterk af van de schaalgrootte van de installatie en liggen tussen de 2400 en 3000, met 2700 €/ kW<sub>e</sub> als referentie. De vaste onderhoudskosten liggen tussen 125 en 250 €/ kW<sub>e</sub>, met 200 €/ kW<sub>e</sub> als referentie. Voor kleine installaties liggen de kosten hoger.

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

Het eindproduct van een vergister, het digestaat, heeft een betere kwaliteit en een aantal voordelen ten opzichte van verse mest. Het biedt zelfs de mogelijkheid het gebruik van kunstmest terug te dringen. Momenteel wordt dit nog nauwelijks onderkend door de markt en de voordelen van digestaat ten opzichte van verse mest laten zich dan ook niet in geld uitdrukken. We nemen aan dat het digestaat ongeveer 90% van de massa van de ingevoerde grondstoffen heeft en moet worden afgevoerd als dierlijke mest<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> De waardes over 2006-2007 gelden voor respectievelijk de RWZI- en AWZI-installaties.

<sup>17</sup> Gegeven de droge-stofgehaltenes van mest (ca 10%) en maïs als referentie (ca 30%), waarbij ongeveer de helft van de droge stof wordt omgezet, is bij een 50/50 verhouding voor mest en cosubstraat het restvolume 90% van het oorspronkelijke volume.

Ten opzichte van de situatie zonder vergister, spaart een agrarisch ondernemer afvoerkosten uit van de mest die de vergister ingaat. Dit wordt voor het basisbedrag in mindering gebracht: er moet worden gekeken naar de netto afvoerkosten en niet naar de totale afvoerkosten. Bij een verhouding van 50/50 voor mest en co-substraat leidt dit per saldo tot 0,4 ton extra mestafvoer per ton invoergrondstof. Met een mestprijs van 15 €/ton negatief en co-substraatprijs van 25 €/ton positief, zijn de netto brandstofkosten 18,5 €/ton. Bij een verhouding 50/50 is de energie waarde het gemiddelde van mest (1,0 GJ/ton) en energiemaïs aangevuld met vergelijkbare substraten (4,8 GJ/ton), wat neerkomt op een energiewaarde van de input van 2,9 GJ/ton.

De omzetting van een 50/50 mengsel van mest en co-substraat naar elektriciteit en warmte gaat in twee stappen. Eerst wordt biogas gevormd met een energetisch rendement van 67%, wat vervolgens met een gasmotor wordt omgezet in elektriciteit en warmte. Een gasmotor heeft een rendement van 40%. Rekening houdend met het elektrisch verbruik van de installatie zelf komt het totale elektrisch rendement, betrokken op de ingaande brandstof, op 26%.

Tabel 5.5 *Parameters installaties covergisting van dierlijke mest*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[kW <sub>e</sub> ]	-	600
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	2700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	-	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	200
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	2,9
Brandstofkosten	[€/ton]	-	18,5
Elektrisch rendement	[%]	-	26
Thermisch rendement	[%]	-	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	-	n.v.t.

### 5.2.3 Vergisting van overige biomassa

Onder vergisting van overige biomassa vallen installaties niet zijnde installaties voor de benutting van stortgas, de benutting van biogas uit RWZI en AWZI en installaties voor het covergisten van mest. Het is mogelijk dat in aanvulling hierop andere brandstof/techniek/schaalgrootte combinaties waarbij vergisting plaatsvindt worden uitgesloten. De ministeriële regeling behorend bij de SDE 2008-2009 geeft hierover uitsluitel. Binnen de categorie van vergisting overige biomassa kunnen onder andere de volgende vormen van vergisting vallen.

- Vergisting van groente-, fruit- en tuinafval (GFT).
- Covergisting met minder dan 50% mest of met co-substraat dat niet op de positieve lijst van LNV staat.
- Vergisting van oliën en vetten, restproducten uit de landbouwsector en voedings- en genotsmiddelenindustrie.
- Vergisting geïntegreerd met de productie van bio-ethanol.
- Coverwerking in RWZI/AWZI van afvalwater en biomassa zoals bijvoorbeeld swill.

De categorie vergisting van overige biomassa wordt gekenmerkt door een grote variëteit aan projecten. Bij het bepalen van de referentie-installatie is de brandstof-techniekcombinatie leidend geweest waarvan de verwachting is dat deze in de komende jaren op grote schaal kan worden toegepast en waarvan bekend is dat hierop betrekking hebbende projecten niet rendabel zijn zonder subsidie. Als referentie dient de vergisting van GFT (groente-, fruit- en tuinafval). In de komende jaren doet zich de mogelijkheid voor om bij het verwerken van GFT over te gaan van composteren naar vergisten. Bestaande composteerinstallaties bereiken het einde van hun levensduur en kunnen vervangen worden door GFT-vergisters. Bij de vergisting van GFT wordt

uitgegaan van een installatie met een verwerkingscapaciteit van 21.000 ton per jaar en een opgesteld elektrisch vermogen van 500 kW<sub>e</sub>.

De parameters bij de vergisting van GFT zijn volgens een zelfde benadering als bij de verbranding van afval afgeleid. De uitgangssituatie is dat het GFT wordt gecomposteerd. Alleen de meerinvesteringen en de jaarlijkse meerkosten ten opzichte van composteren om GFT-vergisting mogelijk te maken worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De brandstofkosten zijn daardoor per definitie 0.

Tabel 5.6 *Parameters vergistinginstallaties overige biomassa (GFT-vergisting)*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[kW <sub>e</sub> ]	-	500
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	3900
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	-	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	400
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	4,5
Brandstofkosten	[€/ton]	-	0
Elektrisch rendement	[%]	-	26
Thermisch rendement	[%]	-	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	-	n.v.t.

#### 5.2.4 Verbranding van vaste biomassa <10 MW<sub>e</sub>

Bij de thermische conversie van vaste biomassa wordt onderscheid gemaakt in installaties kleiner dan 10 MW<sub>e</sub> en installaties vanaf 10 MW<sub>e</sub> tot 50 MW<sub>e</sub>. De meest gangbare techniek binnen deze categorieën is de verbranding van biomassa. Ook vergassing en pyrolyse vallen onder deze categorie, zij het dat deze opties niet gebruikt zijn als referentietechniek.

Binnen de categorie thermische conversie van biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub> wordt de verbranding van knip- en snoeihout als referentie gebruikt. Deze relatief schone brandstof met een stookwaarde van circa 7 GJ/ton vergt een geringe mate van rookgasreiniging waardoor de investeringskosten beperkt kunnen worden. Andere soorten vaste biomassa worden niet uitgesloten, deze brengen echter hogere investerings- en O&M-kosten met zich mee. Daarentegen is de brandstof over het algemeen goedkoper. Per saldo zal het basisbedrag in dezelfde orde van grootte liggen. Als referentie wordt een installatie met een capaciteit van circa 30.000 ton per jaar beschouwd met een elektrisch vermogen van circa 5 MW<sub>e</sub>.

##### *Technisch-economische parameters*

Kleinschalige houtverbrandingsinstallaties hebben investeringskosten die liggen tussen de 3500 en 6000 €/kW<sub>e</sub>, met 4000 €/kW<sub>e</sub> als referentie. De bijbehorende O&M-kosten zijn vastgesteld op 300 €/kW<sub>e</sub>. Het aantal vollasturen ligt tussen 7000 en 7800, met 8000 uur per jaar als referentie. Installaties van een dergelijke omvang hebben een elektrisch rendement van 20 tot 25%. Voor de referentie wordt een elektrisch rendement van 24% aangehouden.

Tabel 5.7 *Parameters verbranding van vaste biomassa <10 MW<sub>e</sub>*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[MW <sub>e</sub> ]	5,0	5,0
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4000	4000
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	400	300
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	7
Brandstofkosten	[€/ton]	40	28
Elektrisch rendement	[%]	20	24
Thermisch rendement	[%]	35	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	18	n.v.t.

### 5.2.5 Verbranding vaste biomassa 10-50 MW<sub>e</sub>

Binnen de categorie thermische conversie van vaste biomassa vanaf 10 MW<sub>e</sub> tot 50 MW<sub>e</sub> wordt de verbranding van afvalhout als referentie gebruikt. Opgemerkt wordt dat ook pyrolyse- en vergassingstechnieken binnen deze categorie vallen. Recent zijn enige installaties voor de verbranding van afvalhout in bedrijf genomen. De verwachting is dat nog enkele installaties gebouwd kunnen worden voordat de beperkte beschikbaarheid van afvalhout een probleem wordt. Ook grootschalige installaties die vaste biomassa in de vorm van bijvoorbeeld pluimveemest of geïmporteerde biomassa verwerken vallen binnen deze categorie. Afvalhout is een brandstof met een stookwaarde van circa 14 GJ/ton die een vergaande mate van rookgasreiniging vraagt. De kosten gemoeid met rookgasreiniging zijn weliswaar hoog, maar door de schaalgrootte minder zwaarwegend dan in het geval van thermische conversie van vaste biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>. De inzet van schone biomassa bij grootschalige installaties wordt niet als referentie gebruikt omdat de brandstofkosten hoger zijn terwijl de investerings- en O&M kosten niet navenant dalen.

Als referentie wordt een installatie met een capaciteit van circa 135.000 ton per jaar beschouwd met een elektrisch vermogen van circa 20 MW<sub>e</sub>.

#### *Technisch-economische parameters*

Grootschalige houtverbrandingsinstallaties hebben investeringskosten die liggen tussen de 3000 en 5000 €/kW<sub>e</sub>, met 3250 €/kW<sub>e</sub> als referentie. De bijbehorende O&M-kosten zijn vastgesteld op 225 €/kW<sub>e</sub>. Het aantal vollasturen ligt tussen 7500 en ruim 8000, met 7500 uur per jaar als referentie. Installaties van een dergelijke omvang hebben een elektrisch rendement van 25 tot 32%. Voor de referentie wordt een elektrisch rendement van 30% aangehouden.

Tabel 5.8 *Parameters verbranding van vaste biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub>*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[MW <sub>e</sub> ]	20	20
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2900	3250
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	250	225
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	14
Brandstofkosten	[€/ton]	40	25
Elektrisch rendement	[%]	30	30
Thermisch rendement	[%]	0	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	n.v.t.	n.v.t.

## 5.2.6 Verbranding vloeibare biomassa <10 MW<sub>e</sub>

Bij de thermische conversie van vloeibare biomassa wordt onderscheid gemaakt in installaties kleiner dan 10 MW<sub>e</sub> en installaties vanaf 10 MW<sub>e</sub> tot 50 MW<sub>e</sub>. De meest gangbare techniek binnen deze categorieën is de verbranding van bio-olie in een dieselmotor. In dit kader wordt onder vloeibare biomassa verstaan dierlijke en plantaardige oliën en vetten die in vloeibare vorm worden aangewend. Wanneer de biomassa bij kamertemperatuur vast is, maar bij de gangbare bedrijfsvoeringcondities vloeibaar dan is ook sprake van vloeibare biomassa. De biomassa kan worden aangewend in de vorm van een zuivere stof of in de vorm van een mengsel. Het is mogelijk dat bepaalde vloeibare biomassaströmen en/of mengsels worden uitgesloten binnen de categorieën voor de thermische verwerking van vloeibare biomassa. De ministeriële regeling behorend bij de SDE 2008-2009 geeft hierover uitsluitel.

In relatie tot de emissie naar lucht is de emissie van fijn stof en NO<sub>x</sub> een punt van aandacht bij de verbranding van bio-olie in dieselmotoren. Met de emissie van NO<sub>x</sub> is rekening gehouden. Omdat naar verwachting vergaande NO<sub>x</sub>-emissie-eisen zullen worden gesteld in de ministeriële regeling zijn kosten opgenomen om in voorkomende gevallen emissierechten te verwerven. Ook op het gebied van de emissie van fijn stof worden vergaande emissie-eisen verwacht. Roetfilters worden onontkoombaar geacht en maken onderdeel uit van de investering.

### *Technisch-economische parameters*

De investerings- en onderhoudskosten zijn gebaseerd op bedragen uit een eerdere studie (De Vries et al., 2005b) en gecorrigeerd voor kostenontwikkelingen. Kleinschalige installaties waarbij bio-olie wordt verbrand in een dieselmotor hebben investeringskosten die liggen tussen de 1200 en 1600 €/kW<sub>e</sub>, met 1350 €/kW<sub>e</sub> als referentie. De bijbehorende O&M-kosten zijn vastgesteld op 150 €/kW<sub>e</sub>. Het aantal vollasturen ligt tussen 7500 en ruim 8000, met 7500 uur per jaar als referentie. Bedrijfsvoering in basislast is verondersteld. Installaties kleiner dan 10 MW<sub>e</sub> hebben een elektrisch rendement van 38 tot 43%. Voor de referentie wordt een elektrisch rendement van 42% aangehouden. De brandstofkosten zijn afgeleid van oliën en vetten die als reststromen, residuen of gebruikte stromen zijn aan te merken. De brandstof is redelijk schoon zodat geen uitgebreide voorbehandeling ter plaatse nodig is.

Tabel 5.9 *Parameters verbranding van vloeibare biomassa kleiner dan 10 MW<sub>e</sub>*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[MW <sub>e</sub> ]	-	5
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	1350
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	-	7500
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	-	150
Operationele kosten NO <sub>x</sub>	[€/kWh <sub>e</sub> ]	-	0,005
Energie-inhoud	[GJ/ton]	-	39
Brandstofkosten	[€/ton]	-	550
Elektrisch rendement	[%]	-	42
Thermisch rendement	[%]	-	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	-	n.v.t.

## 5.2.7 Verbranding vloeibare biomassa 10-50 MW<sub>e</sub>

Naast kleinschalige bio-olie installaties is het ook mogelijk om op grote schaal elektriciteit op te wekken met bio-olie. Het gaat hierbij om projecten op basis van meerdere dieselmotoren met een nageschakelde stoomcyclus of ORC<sup>18</sup>. Projecten zijn onder te verdelen in pieklastinstallaties met een vermogen oplopend tot 20 MW<sub>e</sub> en basislastinstallaties met een vermogen oplopend tot

<sup>18</sup> Een Organic Rankine Cycle (ORC) werkt op vergelijkbare wijze als een stoomcyclus, maar dan op basis van lagere temperaturen. Het is vooralsnog een innovatief en duur concept dat niet algemeen gangbaar is.

50 MW<sub>e</sub>. Vanwege de naar verwachting hogere rentabiliteit wordt de basislastinstallatie als referentie beschouwd. Installaties op vloeibare biomassa zijn echter zodanig flexibel dat de installatie stilgezet kan worden bij een te lage elektriciteitsprijs. Gezien de langetermijnverplichtingen en ketenintegratie bij een optimale businesscase, is de verwachting dat hiervoor in de referentiecasi geen rekening mee gehouden hoeft te worden. De technisch-economische parameters van grootschalige bio-olie-installaties zijn in 2005 onderzocht en op basis van een marktconsultatie geverifieerd. De resultaten hiervan zijn te vinden in (Van Tilburg *et al.*, 2005) en (De Vries *et al.*, 2005a). In het huidige advies is gecorrigeerd voor kostenontwikkelingen.

#### *Technisch-economische parameters*

Grootschalige installaties waarbij bio-olie wordt verbrand in een dieselmotor hebben investeringskosten die liggen tussen de 1050 en 1400 €/kW<sub>e</sub>, met 1200 €/kW<sub>e</sub> als referentie. De bijbehorende O&M-kosten zijn vastgesteld op 140 €/kW<sub>e</sub>. Het aantal vollasturen ligt tussen 7800 en ruim 8000, met 8000 uur per jaar als referentie. Installaties vanaf 10 MW<sub>e</sub> tot 50 MW<sub>e</sub> hebben een elektrisch rendement van 45 tot 50%. Voor de referentie wordt een elektrisch rendement van 48% aangehouden. De brandstofkosten zijn afgeleid van oliën en vetten die als reststromen, residuen of gebruikte stromen zijn aan te merken. Verondersteld is dat de brandstof in kwaliteit varieert waardoor uitgebreide voorbehandeling ter plaatse nodig is. In vergelijking tot kleinschalige installaties zijn de brandstofkosten echter lager.

Tabel 5.10 *Parameters verbranding van vloeibare biomassa 10 tot 50 MW<sub>e</sub>*

		2006-2007	2008-2009
Referentiegrootte	[MW <sub>e</sub> ]	49,9	20,0
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	1100	1200
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7500	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	100	140
Operationele kosten NO <sub>x</sub>	[€/kWh <sub>e</sub> ]	0,005	0,005
Energie-inhoud	[GJ/ton]	36,7	39
Brandstofkosten	[€/ton]	400	475
Elektrisch rendement	[%]	48	48
Thermisch rendement	[%]	10	0
Vermeden brandstofkosten (gas)	[ct/m <sup>3</sup> ]	18	n.v.t.

### 5.3 Afvalverbrandingsinstallaties

De bepaling van het basisbedrag van afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) vindt plaats als functie van het rendement. Onderscheid wordt gemaakt in de volgende cases<sup>19</sup>.

- Standaard AVI, bruto rendement 23,0%, netto 21,5%.
- AVI met een opgevaardeerd rendement, bruto rendement 28,5%, netto 27%.
- AVI met een hoog rendement, bruto rendement 31,5%, netto 30%.

De werkwijze voor het bepalen van de technisch-economische parameters en de daaraan ten grondslag liggende overwegingen zijn ongewijzigd ten opzichte van het advies van november 2004 (Van Sambeek *et al.*, 2004b). Alleen het zogenaamde energiebedrijf van de AVI wordt in beschouwing genomen, niet het afvalbedrijf. Het energiebedrijf omvat alle kosten die gemaakt moeten worden om energiebenutting bij AVI's mogelijk te maken. In voorgaande adviezen is ook de case van een AVI met een laag rendement doorgerekend. De realisatie van een dergelijke installatie wordt niet meer mogelijk geacht gezien de huidige regelgeving rond vergunningverlening ('BAT Reference Documents' ofwel BREF's voor afvalverbrandingsinstallaties).

<sup>19</sup> De cases zijn gedefinieerd als functie van het bruto elektrisch rendement. Het netto rendement ligt 1,5%punt lager als gevolg van het elektrisch eigen verbruik dat samenhangt met het energiebedrijf van een AVI.

Bij de bepaling van de technisch-economische parameters wordt uitgegaan van een AVI die alleen elektriciteit opwekt. De rendementen hebben in dit kader alleen betrekking op de opwekking van elektriciteit. Het netto elektrisch rendement wordt gebruikt bij de bepaling van het basisbedrag. Het verschil tussen het netto en het bruto rendement komt voor rekening van het eigen gebruik van het energiebedrijf van de AVI. Bij een beroep op de SDE 2008-2009 dient het rendement bepaald te worden volgens de ministeriele regeling behorend bij de SDE 2008-2009, warmtelevering telt voor 2/3 mee in de bepaling van het rendement.

De investeringskosten bij AVI's zijn de afgelopen jaren gestegen. Bij de bepaling van de investeringskosten zijn de begrotingen die destijds ten grondslag lagen aan het advies herzien conform de laatste inzichten zoals verkregen uit de consultatie. Uitgegaan wordt van de uitbreiding van een bestaande AVI met een verbrandingslijn met een capaciteit van 250.000 ton per jaar. De technisch-economische parameters geldend voor AVI's in het kader van SDE 2008-2009 zijn opgenomen in tabel 5.10. Ter vergelijking zijn in tabel 5.11 de technisch-economische parameters opgenomen zoals gehanteerd bij het advies 2006-2007.

Tabel 5.11 *Parameters afvalverbrandingsinstallaties SDE 2008-2009*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2400	2500	2700
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh <sub>e</sub> ]	1,2	1,3	1,4
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5
Elektrisch rendement (netto)	[%]	21,5	27,0	30,0

Tabel 5.12 *Parameters afvalverbrandingsinstallaties MEP 2006-2007*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	2080	2080	2370
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	8080	7800	7500
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh <sub>e</sub> ]	1,2	1,3	1,4
Energie-inhoud	[GJ/ton]	10	10	10
Brandstofkosten	[€/ton]	0	0	0
Elektrisch rendement (bruto)	[%]	23,0	28,5	31,5

Tabel 5.13 *Overige data afvalverbrandingsinstallaties 2008-2009*

Installatietype (rendement)		Standaard	Upgrade	Hoog
Doorzet	[t/uur]	30,9	32,1	33,3
Thermische capaciteit	MW <sub>th</sub>	85,9	89,0	92,6
Opgesteld vermogen	MW <sub>e</sub>	19,8	25,4	29,2
Netto elektrisch vermogen	MW <sub>e</sub>	18,5	24,0	27,8

## 5.4 Zon-PV

Bij fotovoltäïsche zonne-energie (hierna: zon-PV) wordt zonlicht direct omgezet in elektriciteit. Zon-PV wordt op dit moment kosteneffectief ingezet voor autonome toepassingen, waarbij een netaansluiting onevenredig duur zou zijn. Recente studies gaan er vanuit dat in Nederland grote netgekoppelde systemen na 2030 concurrerend kunnen worden (Holland Solar, 2005).



Netgekoppelde zon-PV-systemen zijn onder te verdelen in kleine systemen, die geïntegreerd zijn in de gebouwde omgeving en grote zonneparken of zonnecentrales met vermogens tot 10 MW<sub>p</sub>. Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken is onderscheid gemaakt in basisbedragen voor een drietal systemen:

- Huishoudens gebouwgeïntegreerd (klein) 0 - 3,5 kW<sub>p</sub>
- Kantoorgebouwen gebouwgeïntegreerd (middel) 3,5-15 kW<sub>p</sub>
- Grote geïntegreerde systemen (groot) 15-100 kW<sub>p</sub>

Er is gekozen voor gebouwgeïntegreerde systemen, en niet voor zonneparken, omdat Nederland niet zozeer leereffecten kan realiseren door het opvoeren van productievolumen, maar door de slimme toepassingen, de processen rond introductie, en het gebruik van de systemen te bevorderen. Door de grens bij 100 kW<sub>p</sub> te leggen worden vooral dit soort systemen gerealiseerd met de daarbij horende leereffecten. Indien de grens hoger zou worden gelegd zouden ook zonneparken in beeld komen. Dat zijn in feite kleine tot middelgrote energiecentrales.

#### *Technisch-economische parameters*

Vanwege beperkte ervaring in Nederland is voor het bepalen van kosten en specificaties van systemen gekeken naar Duitsland, waar de laatste jaren een groot aantal zonneparken en gebouw geïntegreerde systemen operationeel zijn geworden. De zonneparken geven inzicht in de ontwikkelingen van de meest kale productprijs, waarbij alle schaafeffecten in de investeringskosten benut kunnen worden. Voor kleinere, geïntegreerde systemen zal enerzijds een meerprijs betaald worden voor de integratie van de PV-systemen, en anderzijds met hogere investeringskosten gerekend worden daar niet alle schaafeffecten benut kunnen worden.

De investeringskosten worden bepaald door de modulekosten en de 'balance-of-system' (BoS) kosten. De investeringskosten voor een compleet systeem kennen een grote spreiding. Voor een enkel gerealiseerd project zijn de kosten al gedaald tot ca. 3800 €/kW<sub>p</sub>, terwijl ook investeringskosten van tegen de 6000 €/kW<sub>p</sub> waargenomen zijn. Enige correlatie tussen de subsidiehoogte en de offerteprijs voor PV-systemen lijkt aannemelijk. Bovendien zal bij verkoop via de detailhandel de retailprijs in rekening worden gebracht.

Door de snelle internationale ontwikkelingen is over langere tijd genomen een dalende trend te zien in de kosten. Door krapte in de productiecapaciteit van modules lagen de marktprijzen de afgelopen jaren, met name in 2005-2006, echter wezenlijk hoger dan de kosten. In die zelfde tijd is er fors geïnvesteerd in productiecapaciteit. Naar verwachting zal de krapte in 2008 grotendeels zijn opgelost. Het is aan te nemen dat zonneparken in het vrije veld die in 2008 of 2009 operationeel worden, kunnen worden opgeleverd voor een turn-key prijs van 3800 €/kW<sub>p</sub>. (module: 2800 €/kW<sub>p</sub>, BoS: 1000 €/kW<sub>p</sub>). Voor de geïntegreerde systemen liggen de BoS-kosten circa 500 €/kW<sub>e</sub> hoger, waardoor grote geïntegreerde systemen tegen 4300 €/kW<sub>p</sub> opgeleverd kunnen worden. Voor de middelgrote en kleinere systemen liggen de kosten nog een fractie hoger (4500 €/kW<sub>p</sub>). In Duitsland bestaat ervaring met BoP kosten voor gebouw geïntegreerde systemen. De Duitse EEG voor zon-PV rekent met één categorie < 30 kW<sub>p</sub> en maakt geen speciaal onderscheid naar kleinere systemen.

PV-systemen zijn onderhoudsarm. Vanwege de korte tijd dat met de huidige PV-systemen wordt gewerkt is het lastig om te bepalen hoe hoog de O&M-kosten in Nederland liggen. Er zijn geen indicaties voor nieuwe inzichten in O&M-kosten, daarom blijven de variabele kosten gehandhaafd op de eerder gehanteerde 2,7 ct/kWh. Bovenop de O&M-kosten voor de technische installatie zijn ook administratieve kosten, zoals de jaarlijkse bijdrage voor CertiQ, verrekend in het O&M-bedrag. Voor kleine systemen komt het O&M-bedrag hierdoor uit op 3,7 ct/kWh, voor middelgrote systemen op 3,0 ct/kWh. Deze kosten dekken als geheel enkele onderhoudsbeurten per installatie.

Het zonaanbod in Nederland is 950 tot 1050 kWh/m<sup>2</sup>, met als referentie 1000 kWh/m<sup>2</sup>. Vertaald naar vollasturen op basis van ervaringscijfers uit Duitsland, komt dit overeen met 775 en 950 vollasturen in Nederland, met als referentie 850 vollasturen. Dit is een significante verbetering ten opzichte van de 775 vollasturen haalbaar in 2003. Het getal van 850 vollasturen is aan de hoge kant als het systeem niet goed op de zon gericht kan zijn, bijvoorbeeld wegens de ligging van de woning. Maar er is in principe voldoende dakpotentieel in Nederland waar 850 vollasturen gehaald kunnen worden. Om woningen die niet optimaal op de zon zijn gericht niet te benadelen zou ook voor minder vollasturen gekozen kunnen worden. Het wordt op dit moment echter wenselijk geacht om alleen de slimste en meest effectieve toepassingen te stimuleren.

De Tweede Kamer heeft opgeroepen<sup>20</sup> tot het garanderen van een terugleververgoeding van surplus elektriciteit aan het net ter hoogte van het kleingebruikerstarief tot een maximum van 3000 kWh per jaar. De installatiegrootte van de categorie 0-3,5 kW<sub>p</sub> is hierop afgestemd.

In alle gevallen is niet van projectfinanciering uitgegaan, maar van een financieringsconstructie waarbij het systeem als onderpand voor een lening geaccepteerd wordt. Particulieren die kiezen voor kleine systemen tot 3,5 kW<sub>p</sub> kunnen de rente voor deze lening aftrekken van de inkomstenbelasting. Met een hypotheekrente van 5,5%, exclusief korting in verband met groenbeleggen à 1%, en een belastingtarief van 41,45%, wordt aangenomen dat een lening kan worden aangegaan tegen netto rentekosten van circa. 2,6%. Voor particulieren wordt wel de BTW in de berekening van het basisbedrag meegenomen. Voor grotere systemen is aangenomen dat een lening kan worden aangegaan tegen een rente van 5% (inclusief groenbeleggen). De eigenaren van deze systemen kunnen in aanmerking komen voor de EIA.

Tabel 5.14 *Parameters Zon-PV*

		2003	2008 (klein)	2008 (middel)	2008 (groot)
Investeringskosten	[€/kW <sub>e</sub> ]	4190	5355	4500	4300
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	775	850	850	850
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh <sub>e</sub> ]	2,7	4,4	3,0	2,7

<sup>20</sup> Tweede Kamer, vergaderjaar 2003-2004, 29 372, nr. 45

## 6. Financieel-economische berekeningsaannames

Ten opzichte van het conceptadvies voor de basisbedragen uit november 2007 zijn een aantal wezenlijke veranderingen doorgevoerd op het gebied van financieel economische berekeningsaannames: Variabele kosten gedurende de looptijd van het project worden met 2% geïndexeerd en het risicoprofiel van met name zelfstandige biomassaprojecten is opnieuw geïjkt. Het gevolg van deze herijking is een lichte bijstelling voor het aandeel eigen vermogen bij wind op land en zelfstandige biomassa-installaties.

### 6.1 Risico en rendement

Naast vreemd vermogen (in de vorm van een banklening) zijn duurzame energieprojecten van dien aard dat een deel van de financiering zal bestaan uit eigen vermogen. De hoeveelheid vreemd vermogen wordt bepaald door de netto *zekere* kasstromen na belastingen. Het aandeel eigen vermogen is minimaal het restant, maar er kan in de praktijk ook worden gekozen voor een groter aandeel eigen vermogen dan strikt noodzakelijk. Het uitgangspunt voor een bank is dat een lening altijd kan worden terugbetaald, ook wanneer het tegenzit in een project. Bij windenergie is vooral het windrisico bepalend voor de grootte van de lening. Op locaties met veel wind kan meer worden geleend dan op plaatsen met weinig wind. Bij biomassaprojecten is de onzekerheid in de brandstofprijzen en het technologisch risico bepalend voor de verhouding eigen vermogen vreemd vermogen.

Op basis van een internationaal geïjkte risico-inschatting van duurzame energieprojecten is een rendement op eigen vermogen van 15% redelijk. Bij de gehanteerde verhouding EV/VV leidt dit tot een WACC<sup>21</sup> tussen 4,9 en 7,1% wat in overeenstemming is met waarden zoals die bijvoorbeeld ook in Duitsland worden gehanteerd. Bij de referentieprojecten is uitgegaan van een projectfinanciering. Dit houdt in dat de zekerheden voor de banken uit het project zelf moeten komen en onzekerheden zoveel mogelijk moeten worden afgedekt via (lange-termijn)contracten of verzekering. In tegenstelling tot wanneer gebruik wordt gemaakt van zogenaamde *corporate finance*, is er geen mogelijkheid om bij tegenvallers terug te grijpen op de reserves van de onderneming.

#### *Biomassa*

Biomassaprojecten worden als risicovol ervaren. Een groot deel van de kosten bij deze projecten wordt veroorzaakt door de brandstofcomponent en het is vrijwel onmogelijk om een lange termijn prijs vast te zetten. Om het risico van biomasprijs en -beschikbaarheid beheersbaar te maken wordt vrijwel altijd gekeken naar samenwerking met een specifieke leverancier van biomassa. Dit kan bijvoorbeeld door samenwerking met partijen die reststromen beschikbaar hebben, maar het kan ook door als energieproducent een deel van de grondstofproductie binnen de onderneming te brengen (zoals een deelneming in een biomassaplantage). Wanneer een installatie zo kan worden gebouwd dat er meerdere soorten grondstof in kunnen (i.e. multi fuel) werkt dit ook in het voordeel. Ondanks risicobeperkende constructies is een aandeel eigen vermogen van 25% representatief voor projecten waarbij de biomassa buiten het project moet worden gekocht. Voor projecten met een zekere biomassabeschikbaarheid, bijvoorbeeld bij stortgas, is een aandeel eigen vermogen van 20% representatief.

#### *Wind op land*

In de financiële sector is al betrekkelijk veel ervaring met het financieren van windprojecten op land en banken en investeerders hebben een methode om een eerste beoordeling te doen voor

---

<sup>21</sup> WACC: Weighted Average Cost of Capital. Dit wordt berekend als het gewogen gemiddelde van de kapitaalkosten, waarbij het rendement op vreemd vermogen *na* belasting wordt meegewogen.

een windproject. De hoeveelheid vreemd vermogen die door banken wordt verstrekt voor de financiering van een windpark is afhankelijk van de netto kasstroom na belasting. De som van aflossing en rente (de zgn. *debt service*) moet daarbij circa 20% lager zijn dan de 'zekere' opbrengst. Voor de bepaling van de zekere opbrengst wordt een locatiespecifieke windmeting gebruikt. De zekere kasstroom is juist die kasstroom, die met een kans van 90% wordt gerealiseerd ( $P_{90}$ ). bij de gekozen referentiesituatie leidt dit tot een project met 20% eigen vermogen.

Merk op dat het in de (Nederlandse) praktijk wel voorkomt dat een project met een kleiner aandeel eigen vermogen wordt gefinancierd, maar dan is altijd voldoende zekerheid dat de *debt service* kan worden betaald, bijvoorbeeld doordat een hoge windopbrengst (tot 3000 vollasturen op land) zorgt voor meer dan voldoende beschikbare kasstromen.

## 6.2 EIA en groenfinanciering

Naast de directe SDE-subsidie zijn er twee generieke beleidsinstrumenten voor aanvullende ondersteuning van hernieuwbare elektriciteit: EIA en groenfinancieren. De energie-investeringsaftrek (EIA) is een fiscale regeling die de ondernemer in staat stelt tot 44% van de investeringskosten af te trekken van de fiscale winst van de onderneming. Op deze manier wordt vennootschapsbelasting uitgespaard. Een tweede aanvullende regeling is de mogelijkheid tot groenfinanciering, het verkrijgen van een lening tegen een lager rentetarief.

De aftrekpost voor EIA is in 2008 gemaximeerd op 111 miljoen euro per onderneming per project, zodat het maximale EIA voordeel de vennootschapsbelasting over 48,8 mln. euro is. De EIA-lijst, die aangeeft welke installaties voor EIA in aanmerking komen, heeft per 1 januari 2008 enkele wijzigingen ondergaan die relevant zijn voor SDE-gerechtigde installaties. Zo is het EIA-voordeel voor wind en zon-PV gelimiteerd tot resp. 600 €/kW<sub>p</sub> en 3000 €/kW<sub>e</sub>. Omdat het basisbedrag voor de SDE uitgaat van de kosten, heeft dit geen effect op de totale beleidssteun - het deel dat gekort is op de EIA wordt bijgesubsidieerd door de SDE. In de berekeningen voor de basisbedragen wordt aangenomen dat het EIA-voordeel in het eerste jaar geïnd kan worden.

Naast beperkingen aan het EIA-voordeel per kW<sub>e</sub>, worden ook eisen gesteld aan het rendement van de installatie. Voor biomassa-installaties die alleen warmte leveren geldt de eis voor een warmterendement van 80% en voor WKK-installaties geldt een energetisch rendement van 60%, waarbij warmte voor tweederde meetelt. De referentie-installaties voor biomassa in dit advies zijn zo gekozen dat er een maximaal elektrisch rendement gehaald wordt. Als gevolg wordt weinig warmte geleverd en voldoen de referentie-installaties niet aan de EIA-rendementseis. In de berekeningen voor de basisbedragen is derhalve aangenomen dat zelfstandige biomassa-installaties niet in aanmerking komen voor EIA.

Ten aanzien van de groenfinanciering is naar de praktijk van het afgeven van groenverklaringen gekeken. Voor wind en zon-PV wordt altijd een groenverklaring afgegeven. In de berekening van de basisbedragen is hiervoor dan ook gecompenseerd via een rentekorting van 1%. Biomassa-installaties dienen echter innovatief te zijn met een duidelijke milieuverdienste. Of een biomassa-installatie in aanmerking komt wordt op projectbasis beoordeeld, waarbij innovatief geïnterpreteerd wordt als (één van) de eerste in zijn soort. Daar de SDE-regeling een generieke regeling is, is voor biomassa-installaties niet gerekend met groenfinanciering.

## 6.3 Financieringsparameters per categorie

Tabel 6.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die gemaakt zijn voor de verschillende categorieën.

Tabel 6.1 *Financieel-economische berekeningsaannames*

	Equity share	Rente [%]	Return on equity [%]	Project return (WACC) [%]	Looptijd lening [jaar]	Economische levensduur [jaar]	Indexatie variabele kosten [%]	Vennootschapbelasting [%]	Groenfinanciering	EIA [max €/kW <sub>e</sub> ]
Wind op land	20	5	15	6	15	15	2	25,5	●	600
Biomassavergistingsinstallaties										
Stortgas, RWZI en AWZI	20	6	15	6,6	12	12	2	25,5		0
Covergisting van dierlijke mest	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vergisting overige biomassa	20	6	15	6,6	12	12	2	25,5		0
Biomassaverbrandingsinstallaties										
Vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vloeibare biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	25	6	15	7,1	12	12	2	25,5		0
Afvalverbrandingsinstallaties										
Standaard rendement	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Upgraded	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Hoog rendement	33	6	12	7,0	15	15	2	25,5		0
Zon-PV										
0-3.5 kWp	0	2,6	2,6	2,6	15	15	2	n.v.t.	●	3000
3.5-15 kWp	10	5	15	4,9	15	15	2	25,5	●	3000
15- 100 kWp	10	5	15	4,9	15	15	2	25,5	●	3000

## 7. Basisbedragen en correctiebedragen

In artikel 14 van het Besluit SDE staat vermeld dat elke voor subsidie-ontvanger het basisbedrag in elk kalenderjaar van de periode waarover subsidie wordt verstrekt wordt gecorrigeerd met:

1. De elektriciteitsprijs of, indien de elektriciteitsprijs lager is dan de basiselectriciteitsprijs de basiselectriciteitsprijs.
2. De waarde van garanties van oorsprong.
3. Andere bij ministeriële regeling vast te stellen correcties die een substantiële invloed hebben op het verschil tussen de gemiddelde kostprijs van hernieuwbare elektriciteit en de relevante gemiddelde marktprijs van elektriciteit en die voortvloeien uit maatregelen van de overheid.

In dit hoofdstuk gaan we in op de bepaling van de relevante marktprijs en de correctiebedragen die worden verwerkt in het basisbedrag. In overleg met het Ministerie is besloten voornamelijk geen rekening te houden met de waarde van garanties van oorsprong (punt 2). De daadwerkelijke subsidie wordt per jaar bepaald op basis van de componenten die in tabel 7.1 zijn genoemd. Deze keuze van om de componenten in één van de twee bedragen onder te brengen is gebaseerd op een praktische overweging: bedragen die gedurende het project vast staan vormen het basisbedrag, terwijl componenten die mogelijk wijzigen in het correctiebedrag zijn verwerkt.

Door de gekozen indeling zijn basisbedragen niet zonder meer te vertalen naar ‘kosten van opwekking’. Transactiekosten en basisprijspremie kunnen gezien worden als opwekkingskosten, maar met evenveel geldigheid als zaken die de waarde van de geproduceerde elektriciteit beïnvloeden (en dus geen kosten, maar een correctie op de inkomsten). Voor de hoogte van het jaarlijkse subsidiebedrag is het in principe irrelevant of een component in het basisbedrag of in het correctiebedrag is verwerkt.

Tabel 7.1 *Basisbedragen en correctiebedragen*

		Basisbedrag	Correctiebedrag
Productiekosten	[€/kWh <sub>e</sub> ]	•	
Transactiekosten	[€/kWh <sub>e</sub> ]	•	
Basisprijspremie	[€/kWh <sub>e</sub> ]	•	
Onbalans en PV	[%]		•
Electriciteitsopbrengsten	[€/kWh <sub>e</sub> ]		•
Profielkosten	[€/kWh <sub>e</sub> ]		•

Dit rapport presenteert alleen een aanbeveling over de te hanteren productiekosten en transactiekosten. De hoogte van de basisprijspremie is bepaald door het Ministerie en strikt genomen geen onderdeel van dit advies; het is voor de volledigheid wel opgenomen.

### 7.1 Marktindex en transactiekosten

De basis van het correctiebedrag moet bestaan uit een objectief waarneembare marktindex die niet door marktpartijen te manipuleren is om het correctiebedrag te beïnvloeden. Daarnaast moet het correctiebedrag een weerspiegeling zijn van de prijs die een producent daadwerkelijk kan krijgen voor het leveren van elektriciteit. Het Ministerie heeft voor de marktindex de jaargemiddelde day-ahead prijs gekozen. De extra kosten die moeten worden gemaakt om daadwerkelijk de index te kunnen krijgen worden transactiekosten genoemd en zijn circa 0,9 ct/kWh. De transactiekosten worden voor de looptijd van de subsidie vastgesteld en opgenomen in het basisbedrag.

## 7.2 Onbalanskosten

Zon-PV en windstroom zijn afhankelijk van de weersomstandigheden en slechts beperkt voorspelbaar. Hiervoor wordt het correctiebedrag gecorrigeerd. Om aansluiting te vinden met de waarde van de opties in de markt is er voor gekozen om de onbalanskosten als een percentage van de marktindex te bepalen. Voor windenergie geldt dat de onbalanskosten bepaald zijn op 11% van de baseload APX-prijs. Voor zon-PV worden de onbalanskosten bepaald op 6% van de peakload APX-prijs voor installaties vanaf 3,5 kW<sub>p</sub>, terwijl kleinere installaties niet met de kosten van onbalans worden geconfronteerd.

## 7.3 Basisprijspremie

De zogenaamde basisprijspremie is een vergoeding voor een gegarandeerde minimumprijs in een elektriciteitscontract (i.e. een *floor*). Dit is voor de situaties waarbij de minimumelektriciteitsprijs leidt tot neerwaarts risico voor de producent, dat op aangeven van de bank moet worden afgedekt. Kosten hangen sterk af van de basiselektriciteitsprijs ten opzichte van de spotprijs en de lange termijn verwachting. Het Ministerie heeft aangegeven de basiselektriciteitsprijs te kiezen op tweederde van de langetermijnprognose van de elektriciteitsprijs.

Hoewel de hoogte van de premie technisch gezien niet afhangt van het type productie-installatie, is door het Ministerie gekozen voor differentiatie van de basisprijspremie per categorie: voor wind en afvalverbrandingsinstallaties wordt het opwaartse potentieel dermate groot ingeschat, dat dit aanleiding is voor een neerwaartse bijstelling van de premie. Tabel 7.2 geeft per categorie aan welke premie in het basisbedrag wordt verwerkt.

## 7.4 Profielkosten

Profielkosten zijn kosten die relevant worden als het aandeel windenergie substantieel wordt. Als het waait, wordt veel windproductie aangeboden. Omdat windenergie geen brandstofkosten heeft, zal het bij het zogenaamde inbieden altijd aan bod komen omdat het inzet voor een zeer lage prijs. Wanneer veel wordt ingeboden tegen een lage prijs, is de kans groot dat de evenwichtsprijs ook lager zal liggen. Windproducenten kunnen als gevolg worden geconfronteerd met een situatie waarbij groot windaanbod altijd tegen een lage evenwichtsprijs moet worden verkocht. Als dit het geval is, zal de tijdsgemiddelde prijs een overschatting zijn van de werkelijke gemiddelde prijs die een windproducent ontvangt. In Nederland is nog geen samenhang aangetoond tussen windaanbod en spotprijzen.

## 7.5 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen

Tabel 7.2 geeft een overzicht van de te hanteren basisbedragen per categorie. De verschillende componenten van het correctiebedrag worden genoemd voor de volledigheid, maar de bijbehorende bedragen zijn geen onderdeel van deze studie.

Tabel 7.2 *Opbouw basisbedragen voor duurzame elektriciteit 2008-2009*

	Subsidieduur [jaren]	Productiekosten [ct/kWh]	Transactiekosten [ct/kWh]	Basisprijspremie [ct/kWh]	<b>Basisbedrag [ct/kWh]</b>	Correctie: p rofielfactor	Correctie: onbalansfactor	Correctie: marktindex
Wind op land	15	8,6	0,09	0,15	<b>8,8</b>	1,00	0,89	APX
<b>Biomassavergistingsinstallaties</b>								
Stortgas	12	7,7	0,09	0,0	<b>7,8</b>	1,00	1,00	APX
RWZI / AWZI	12	5,7	0,09	0,0	<b>5,8</b>	1,00	1,00	APX
Covergisting van dierlijke mest	12	17,6	0,09	0,25	<b>17,9</b>	1,00	1,00	APX
Vergisting overige biomassa	12	12,1	0,09	0,25	<b>12,4</b>	1,00	1,00	APX
<b>Biomassaverbrandingsinstallaties</b>								
Vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	18,4	0,09	0,25	<b>18,8</b>	1,00	1,00	APX
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	11,1	0,09	0,25	<b>11,5</b>	1,00	1,00	APX
Vloeibare biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	18,4	0,09	0,0	<b>18,4</b>	1,00	1,00	APX
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	14,5	0,09	0,0	<b>14,6</b>	1,00	1,00	APX
<b>Afvalverbrandingsinstallaties</b>								
Standaard rendement	15	5,0	0,09	0,0	<b>5,1</b>	1,00	1,00	APX
Upgraded	15	5,4	0,09	0,0	<b>5,5</b>	1,00	1,00	APX
Hoog rendement	15	6,0	0,09	0,0	<b>6,1</b>	1,00	1,00	APX
<b>Zon-PV</b>								
0-3.5 kW <sub>e</sub>	15	56,4	0	0,0	<b>56,4</b>	1,00	1,00	APX <sub>peak</sub>
3.5-15 kW <sub>e</sub>	15	54,5	0,09	0,25	<b>54,8</b>	1,00	0,94	APX <sub>peak</sub>
15- 100 kW <sub>e</sub>	15	51,7	0,09	0,25	<b>52,0</b>	1,00	0,94	APX <sub>peak</sub>



## 8. Conclusie en aandachtspunten

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd advies te geven over de hoogte van de basisbedragen voor de opwekking van duurzame elektriciteit, voor projecten die gericht zijn op realisatie in 2008 en 2009.

In de SDE-regeling wordt per categorie een *basisbedrag* vastgesteld op basis van de gemiddelde productiekosten. Het subsidiebedrag dat een producent per kWh ontvangt varieert jaarlijks door het basisbedrag te verminderen met een *correctiebedrag* dat gebaseerd is op de relevante elektriciteitsprijs. Evenals in de samen MEP-regeling wordt het subsidiebedrag bij de SDE dus bepaald op basis van de onrendabele top (i.e. het verschil tussen de kosten en de opbrengsten). Het grote verschil tussen beide regelingen is dat bij de MEP de *vooraf* verwachte onrendabele top als subsidiebasis geldt, terwijl bij de SDE de subsidiebasis bestaat uit de *achteraf* gerealiseerde onrendabele top.

Tabel 8.1 *Basisbedragen voor duurzame elektriciteit*

	Subsidieduur [jaren]	Maximum bedrijfstijd [uur]	Correctie: onbalansfactor	Correctie: profielfactor	Correctie: index	Basisbedrag [ct/kWh]
Wind op land	15	2200	0,89	1,00	APX	8,8
Biomassavergistingsinstallaties						
Stortgas	12	6500	1,00	1,00	APX	7,8
RWZI/AWZI	12	8000	1,00	1,00	APX	5,8
Covergisting van dierlijke mest	12	7500	1,00	1,00	APX	17,9
Vergisting overige biomassa	12	8000	1,00	1,00	APX	12,4
Biomassaverbrandingsinstallaties						
Vaste biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	18,8
Vaste biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	11,5
Vloeibare biomassa < 10 MW <sub>e</sub>	12	7500	1,00	1,00	APX	18,4
Vloeibare biomassa 10-50 MW <sub>e</sub>	12	8000	1,00	1,00	APX	14,6
Afvalverbrandingsinstallaties						
Standaard rendement	15	8080	1,00	1,00	APX	5,1
Upgraded	15	7800	1,00	1,00	APX	5,5
Hoog rendement	15	7500	1,00	1,00	APX	6,1
Zon-PV						
0-3.5 kW <sub>e</sub>	15	850	1,00	1,00	APX <sub>peak</sub>	56,4
3.5-15 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	54,8
15- 100 kW <sub>e</sub>	15	850	0,94	1,00	APX <sub>peak</sub>	52,0

### *Aandachtspunten*

Met de huidige keuze voor een categorie-indeling wordt een aanzienlijk potentieel uitgesloten. Zowel import van biomassa en de inzet voor meestook in centrales, als het ontwikkelen van windprojecten op zee is op langere termijn een voorwaarde om het hoge ambitieniveau van het kabinet voor duurzame energie te halen. De potentiëlen in Nederland voor wind op land en kleinschalige installaties die voornamelijk op lokaal beschikbare biomassa draaien, kennen duidelijke beperkingen.

De covergisting van mest staat in Nederland sterk in de belangstelling. Uit de analyse in dit advies blijkt dat het basisbedrag voor covergisting in hoge mate afhangt van aannames omtrent grondstofprijzen. Met name de prijs van mestrechten is bepalend voor de hoogte van het basisbedrag. Digestaat moet in de regel immers worden afgevoerd als ware het mest, met alle kosten van dien. Wanneer er een alternatieve, economisch interessante aanwending kan worden gevonden voor het digestaat, dan is een sterke reductie van het basisbedrag mogelijk. In bijlage A wordt dit toegelicht.

## Referenties

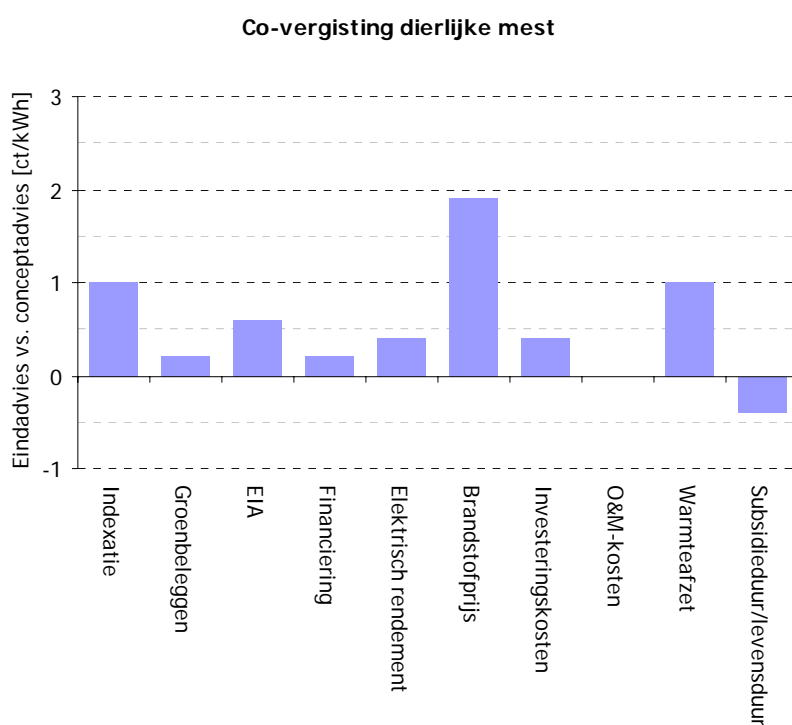
- Holland Solar (2005): *Transitiepad zonnestroom, De roadmap van Holland Solar*, Utrecht, mei 2005.
- De Provinciale Milieufederaties en Stichting Natuur en Milieu (2008): *Heldergroene biomassa*, Utrecht, januari 2008.
- CBS (2007): *Duurzame energie in Nederland 2006*, Voorburg/Heerlen, december 2007.
- Commissie Blok (2007): *Sourcing palm oil from sustainable sources*, Utrecht, 2007.
- MinEZ (2006): *Kamerbrief realisatie 9% duurzame elektriciteit 2010*, Den Haag, 6 september 2006.
- MinEZ (2008a): *Algemene uitvoeringsregeling stimulering duurzame energie*, Den Haag, concept 4 januari 2008.
- MinEZ (2008b): *Regeling aanwijzing categorieën duurzame energie-productie 2008*, Den Haag, concept 6 januari 2008.
- MinEZ (2008c): *Regeling vaststelling correcties voorschotverlening duurzame energieproductie*, Den Haag, concept 6 januari 2008.
- Tilburg, X. van, J.W. Cleijne, E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian (2007): *Conceptadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*, ECN-E--07-069, Amsterdam, november 2007.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian, E.A. Pfeiffer (2008a): *Technisch-economische parameters van groengasproductie 2008-2009: Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*, ECN-E--08-004, Amsterdam, januari 2008.
- Tilburg, X. van, J.W. Cleijne, E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian (2008b): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009: consultatiedocument voor het conceptadvies*, ECN-E--07-109, Amsterdam, in voorbereiding.
- UNEP (2007): *The last stand of the orangutan - State of emergency: Illegal logging, fire and palm oil in Indonesia's national parks* - United Nations Environment Programme, Noorwegen, februari 2007.
- Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, J.W. Cleijne (2005a): *Inzet van biomassa in centrales voor de opwekking van elektriciteit - berekening van de onrendabele top. Eindrapport*, ECN-C--05-088, Amsterdam, september 2005.
- Vries, H.J. de, X. van Tilburg, E.A. Pfeiffer, M.L. Beekes, J.W. Cleijne (2005b): *Inzet van bioolie in zelfstandige kleinschalige installaties voor de opwekking van elektriciteit, aanvulling op rapport ECN-C--05-016*, ECN-C--05-096, Amsterdam, september 2005.
- Wakker, A., X. van Tilburg, J.S. Hers, A.J. Seebregts (2006): *Elektriciteits- en brandstofprijzen - Achtergrondstudie ter ondersteuning van onrendabele top berekeningen voor 2008*, ECN-X-06-110, Amsterdam, september 2006.

## Bijlage A Verschillenanalyse covergisting van dierlijke mest

Het basisbedrag voor covergisting van dierlijke mest is in dit eindadvies substantieel hoger dan in het conceptadvies uit december 2007. Daarnaast is het hoog in vergelijking met de subsidie in de overgangsregeling voor de MEP, die een onrendabele top van 9,7 ct/kWh vergoedt gedurende 10 jaar. In deze bijlage wordt eerst besproken wat de oorzaak is van de verschillen tussen de basisbedragen in concept- en eindadvies. Vervolgens wordt gekeken naar het effect van variaties in de grondstofprijzen op de hoogte van het basisbedrag en de rol van digestaatafvoer in het bijzonder.

### *Verschillenanalyse concept- en eindadvies*

Voor de categorie co-vergisting met dierlijke mest hebben indexatie en het wegvallen van de EIA inclusief het voordeel groenbeleggen een opwaarts effect (circa 2 ct/kWh) op het basisbedrag

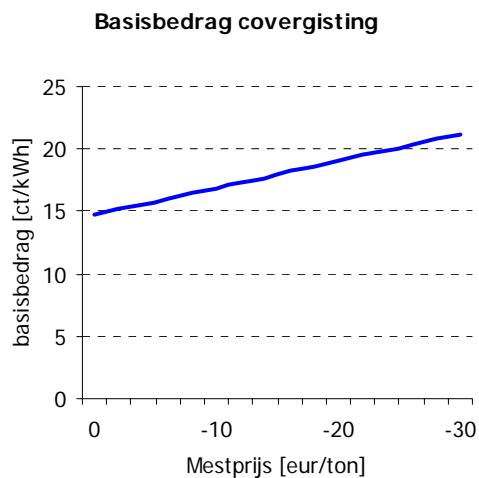


Figuur A.1 *Wijzigingen in het basisbedrag van co-vergisting van dierlijke mest ten opzichte van het conceptadvies uit december 2007.*

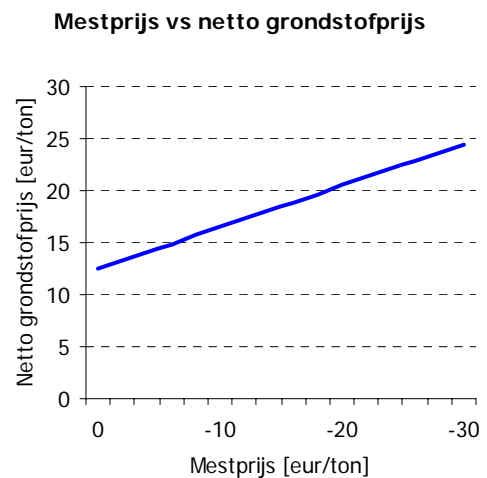
Het elektriciteitsverbruik voor de vergister werd in het conceptadvies ten onrechte verwaarloosbaar geacht. Hierdoor daalt het elektrische rendement met 1%-punt en stijgt het basisbedrag met 0,5 ct/kWh. Het niet meenemen van warmtebenutting heeft een effect van circa 1 ct/kWh. Het grootste effect (bijna 2 ct/kWh) komt evenwel door gewijzigde inzichten over de aan- en afvoer van grondstoffen. Waar eerst met een mix gerekend werd van 50% mest en 50% co-substraat in de vorm van maïs, is geconstateerd dat het co-substraat van 50% voor slechts 35% uit maïs bestaat en de overige 15% een toevoeging betreft met lagere energie-inhoud. Bovendien zijn de prijzen van inputgrondstoffen gestegen, terwijl er meer 10% digestaat moet worden afgevoerd dan eerder werd aangenomen.

### Variaties in grondstofprijzen en kosten van digestaatafvoer

Het basisbedrag voor de co-vergisting van dierlijke mest is gevoelig voor variaties in de mest- en substraatprijzen. Met name de prijs van mestrechten is van belang. Omdat het digestaat moet worden afgevoerd tegen de prijs van mestrechten, neemt het basisbedrag toe wanneer de mestrechten stijgen. Tegelijk neemt de hoeveelheid als mest aangemerkte stof in massa met 80% toe door co-vergisting. Digestaat is een hoogwaardiger product dan verse mest en in potentie waardevol. Wanneer digestaat als kunstmestvervanger kan worden ingezet en er (bijvoorbeeld) *geen* afvoerkosten voor in rekening gebracht hoeven worden, scheelt dit aanzienlijk in het basisbedrag, dat dan uitkomt op 13,5 ct/kWh. Op basis van de range aan grondstofprijzen (maïs tussen 15 en 30 €/ton, mest tussen -5 en -30 €/ton) varieert de netto grondstofprijs tussen 8,75 en 22,5 €/ton. De bijbehorende basisbedragen zijn respectievelijk 12,9 ct/kWh en 20,0 ct/kWh.



Figuur A.2 Basisbedrag co-vergisting als functie van de mestprijs



Figuur A.3 Netto grondstofprijs co-vergisting als functie van de mestprijs

## Bijlage B      Verschillenanalyse wind op land

In het conceptadvies uit november 2007 is voor wind op land een basisbedrag voorgesteld van 7,1 ct/kWh. In het conceptadvies zijn kosten voor onbalans en programmaverantwoordelijkheid meegenomen in het basisbedrag, met een verhogend effect van 0,66 ct/kWh. In het eindadvies worden de onbalanskosten in het correctiebedrag verwerkt, maar zijn transactiekosten en basisprijspremie (samen 0,34 ct/kWh) wel opgenomen in het basisbedrag. Voor de vergelijkbaarheid is het zinvol om als conceptbasisbedrag  $7,1 - 0,66 + 0,34 = 6,7$  ct/kWh aan te nemen. Dit gecorrigeerde conceptbedrag kan dan worden vergeleken met het basisbedrag van 8,8 ct/kWh uit het eindadvies.

Het resterende netto verschil van 2,1 ct/kWh wordt veroorzaakt door:

- Stijging van investeringskosten naar 1250 €/kWh (0,8 ct/kWh).
- Stijging van O&M kosten naar respectievelijk 24 €/kWh en 1,0 ct/kWh (0,3 ct/kWh).
- Introductie van inflatiecorrectie voor de O&M kosten (0,2 ct/kWh).
- Vergroting van het aandeel eigen vermogen van 10 naar 20% (0,6 ct/kWh).
- Verlaging van het EIA-voordeel (0,2 ct/kWh).