



Energy research Centre of the Netherlands

Basisbedragen in de SDE+ 2012

Eindadvies

S.M. Lensink (ECN)

J.A. Wassenaar (KEMA)

M. Mozaffarian (ECN)

S.L. Luxembourg (ECN)

C.J. Faasen (KEMA)



ECN-E--11-054

September 2011

Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van EL&I. Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.1123.09.01. Contactpersoon voor het project is Sander Lensink (lensink@ecn.nl).

Aan het onderzoek is tevens meegewerkt door Edward Pfeiffer, Hans Cleijne, Mark van de Ven (KEMA), Arjan Plomp, Paul Lako en Wouter Wetzels (ECN). De auteurs danken hen voor hun inbreng.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs, ECN and KEMA have studied the cost of renewable energy production. This cost assessment for various categories is part of an advice on the subsidy base for the feed-in support scheme SDE+. A draft advice has been written to facilitate the market consultation on the 2012 base rates. The open market consultation has been held in August 2011. This report contains the final advice on the cost of projects in the Netherlands targeted for realisation in 2012. The options cover installations for green gas, biogas, renewable electricity and renewable heat.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	5
Samenvatting	6
1. Inleiding	9
2. Proces	10
3. Werkwijze en uitgangspunten	11
4. Toelichting premiestructuur	13
5. Prijzen voor elektriciteit en biomassa	14
5.1 Elektriciteit	14
5.2 Biomassa	14
5.2.1 Vaste biomassa: afvalhout	14
5.2.2 Vaste biomassa: snoei- en dunningshout	14
5.2.3 Vloeibare biomassa	14
5.2.4 Vergisting: biomassa voor allesvergisters	15
5.2.5 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters	15
6. Technisch-economische parameters	18
6.1 Vergisting van biomassa	18
6.1.1 Biogashubs	18
6.1.2 Stortgas	20
6.1.3 AWZI/RWZI	21
6.1.4 Mestcovergisting	22
6.1.5 Allesvergisting	25
6.2 Thermische conversie <10 MW _e	27
6.3 Thermische conversie van biomassa (>10 MW _e)	28
6.4 Kleinschalige afvalverbranding	28
6.5 Ketel met vaste biomassa	30
6.6 Ketel met vloeibare biomassa	31
6.7 Bestaande installaties	31
6.7.1 Warmtebenutting bij bestaande projecten	31
6.7.2 Verlengde levensduur vergisting	33
6.7.3 Verlengde levensduur verbranding	34
6.8 Waterkracht	34
6.9 Windenergie	35
6.10 Diepe geothermie	37
6.11 Warmte-koudeopslag	39
6.12 Vergassing van biomassa	43
6.13 Zonthermisch	43
6.14 Indicatieve berekeningen voor duurdere opties	44
6.14.1 Inleiding	44
6.14.2 Zon-PV > 15 kW _p	44
6.14.3 Wind op zee	45
6.14.4 Energie uit vrije stroming	46
6.14.5 Osmose	47
7. Overzicht basisbedragen	49
Afkortingen	52
Referenties	53

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor vergisting van biomassa</i>	6
Tabel S.2	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor thermische conversie van biomassa</i>	6
Tabel S.3	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor overige opties</i>	7
Tabel 5.1	<i>Prijsprojecties biomassa</i>	17
Tabel 6.1	<i>Technisch-economische parameters WKK-hub</i>	19
Tabel 6.2	<i>Technisch-economische parameters warmtehub</i>	19
Tabel 6.3	<i>Technisch-economische parameters groengashub</i>	20
Tabel 6.4	<i>Technisch-economische parameters stortgas (groen gas)</i>	21
Tabel 6.5	<i>Technisch-economische parameters stortgas (WKK)</i>	21
Tabel 6.6	<i>Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (elektriciteit)</i>	22
Tabel 6.7	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (ruw biogas)</i>	23
Tabel 6.8	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (groen gas)</i>	23
Tabel 6.9	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (hernieuwbare warmte)</i>	24
Tabel 6.10	<i>Technisch-economische parameters mestcovergisting (WKK)</i>	25
Tabel 6.11	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (ruw biogas)</i>	26
Tabel 6.12	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (groen gas)</i>	26
Tabel 6.13	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (hernieuwbare warmte)</i>	27
Tabel 6.14	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (WKK)</i>	27
Tabel 6.15	<i>Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa <10 MW_e</i>	27
Tabel 6.16	<i>Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa >10 MW_e</i>	28
Tabel 6.17	<i>Technisch-economische parameters kleinschalige afvalverbranding</i>	29
Tabel 6.18	<i>Technisch-economische parameters warmwater-bioketel op vaste biomassa</i>	30
Tabel 6.19	<i>Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vaste biomassa</i>	31
Tabel 6.20	<i>Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vloeibare biomassa</i>	31
Tabel 6.21	<i>Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande projecten</i>	32
Tabel 6.22	<i>Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting</i>	33
Tabel 6.23	<i>Technisch-economische parameters allesvergisting (groengashub)</i>	33
Tabel 6.24	<i>Technisch-economische parameters verlengde levensduur verbranding</i>	34
Tabel 6.25	<i>Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte kleiner 5 meter</i>	34
Tabel 6.26	<i>Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte groter dan 5 meter</i>	35
Tabel 6.27	<i>Karakteristieken windprofiel</i>	35
Tabel 6.28	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (warmte)</i>	38
Tabel 6.29	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (WKK)</i>	39
Tabel 6.30	<i>Technisch-economische parameters diepe geothermie (elektriciteit)</i>	39
Tabel 6.31	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha tomatenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.32	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha rozenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.33	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 4 ha phalaenopsisteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	42
Tabel 6.34	<i>Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 3 ha fresiateelt (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)</i>	43
Tabel 6.35	<i>Technisch-economische parameters vergassing van biomassa</i>	43
Tabel 6.36	<i>Technisch-economische parameters zonthermisch</i>	44
Tabel 6.37	<i>Technisch-economische parameters zonPV > 15 kW_p</i>	45

Tabel 6.38	<i>Technisch-economische parameters wind op zee</i>	46
Tabel 6.39	<i>Technisch-economische parameters energie uit vrije stroming</i>	46
Tabel 6.40	<i>Technisch-economische parameters osmose</i>	48
Tabel 7.1	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor vergisting van biomassa</i>	49
Tabel 7.2	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor thermische conversie van biomassa</i>	50
Tabel 7.3	<i>Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor overige opties</i>	50

Lijst van figuren

Figuur 5.1	<i>Geïndexeerde maïsprijzen 1996-2011 gebaseerd op cijfers van het LEI, index=100 voor het tweede kwartaal van 2010</i>	15
Figuur 5.2	<i>Stromen en prijzen voor vergistingsinputs en -outputs</i>	16
Figuur 6.1	<i>Relatie tussen basisbedrag en $Q^* = Q/Q_{ref}$</i>	37

Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie heeft advies gevraagd aan ECN en KEMA over de basisbedragen voor 2012. Dit rapport is geschreven na consultatie van een conceptadvies met marktpartijen. In Tabel S.1 staat het overzicht van de basisbedragen in dit eindadvies voor vergisting van biomassa, in Tabel S.2 voor thermische conversie van biomassa en in Tabel S.3 voor overige opties.

Tabel S.1 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor vergisting van biomassa*

	Hub	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen *	Warmtekrachtverhouding
Allesvergisting (zelfstandig)	nee	<i>Warmte</i>	14,8	[€/GJ]	7000	-
	nee	<i>WKK</i>	27,3	[€/GJ]	8000 / 4000	0,65
	nee	<i>Groen gas</i>	59,2	[€/Nm ³]	8000	-
Allesvergisting (hubtoepassing)	ja	<i>Warmte</i>	15,1	[€/GJ]	7000	-
	ja	<i>WKK</i>	19,2	[€/GJ]	8000 / 4000	0,53
	ja	<i>Groen gas</i>	60,5	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (zelfstandig)	nee	<i>Warmte</i>	17,7	[€/GJ]	7000	-
	nee	<i>WKK</i>	30,8	[€/GJ]	8000 / 4000	0,65
	nee	<i>Groen gas</i>	72,9	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (hubtoepassing)	ja	<i>Warmte</i>	18,4	[€/GJ]	7000	-
	ja	<i>WKK</i>	22,5	[€/GJ]	8000 / 4000	0,53
	ja	<i>Groen gas</i>	70,8	[€/Nm ³]	8000	-
AWZI/RWZI (thermischedrukhydrolyse)	nee	<i>Elektriciteit</i>	9,6	[€/kWh]	8000	-
Stortgas	nee	<i>WKK</i>	22,1	[€/GJ]	6500 / 1000	0,15
	nee	<i>Groen gas</i>	37,1	[€/Nm ³]	6500	-
Allesvergisting (verlengde levensduur)	nee	<i>WKK</i>	22,5	[€/GJ]	8000 / 4000	0,64
Allesvergisting (verlengde levensduur)	ja	<i>Groengas</i>	48,2	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (verlengde levensduur)	nee	<i>WKK</i>	25,9	[€/GJ]	8000 / 4000	0,64
Mestcovergisting (verlengde levensduur)	ja	<i>Groengas</i>	55,1	[€/Nm ³]	8000	-
Warmtebenutting bij bestaande vergistingsinstallaties	nee	<i>Warmte</i>	<i>Zie onder 'thermische conversie van biomassa'</i>			

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmte nuttige toepassing.

Tabel S.2 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor thermische conversie van biomassa*

	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen *	Warmtekrachtverhouding
Vergassing	<i>Groen gas</i>	97,5	[€/Nm ³]	7500	-
Verbranding kleiner dan 10 MW _e	<i>WKK</i>	38,2	[€/GJ]	8000 / 4000	2,44
Verbranding groter dan 10 MW _e	<i>WKK</i>	22,2	[€/GJ]	8000 / 7500	4,56
Ketel op vaste biomassa	<i>Warmte</i>	10,9	[€/GJ]	7000	-
Ketel op vloeibare biomassa	<i>Warmte</i>	20,8	[€/GJ]	7000	-
Kleinschalige afvalverbranding	<i>WKK</i>	16,7	[€/GJ]	8000 / 4000	0,75
Verlengde levensduur van verbrandingsinstallaties	<i>WKK</i>	18,7	[€/GJ]	8000 / 4000	1,82
Warmtebenutting bij bestaande installaties, waaronder AVI's	<i>Warmte</i>	6,3	[€/GJ]	7000	-

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmte nuttige toepassing.

Tabel S.3 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor overige opties*

	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen*	Warmtekracht- verhouding
Bodemenergie en aardwarmte					
Warmte-koudeopslag	<i>Warmte</i>	-6 tot 10	[€/GJ]	2000	-
Diepe geothermie	<i>Elektriciteit</i>	19,2	[€/kWh]	8000	-
Diepe geothermie	<i>Warmte</i>	10,9	[€/GJ]	7000	-
Diepe geothermie	<i>WKK</i>	18,9	[€/GJ]	8000 / 4000	2,50
Windenergie					
Wind op land	<i>Elektriciteit</i>	2,0+6,7/Q*	[€/kWh]	variabel	-
Wind in meer	<i>Elektriciteit</i>	2,5+8,0/Q*	[€/kWh]	variabel	-
Wind op zee	<i>Elektriciteit</i>	16,0	[€/kWh]	4000	-
Energie uit water					
Laag verval (<5 m)	<i>Elektriciteit</i>	11,8	[€/kWh]	7000	-
Hoog verval (>5 m)	<i>Elektriciteit</i>	7,1	[€/kWh]	4800	-
Energie uit vrije stroming	<i>Elektriciteit</i>	25,5	[€/kWh]	2800	-
Osmose	<i>Elektriciteit</i>	49,3	[€/kWh]	8000	-
Zonne-energie					
Zon-PV (> 15 kW _p)	<i>Elektriciteit</i>	21,3	[€/kWh]	1000	-
Zonthermisch	<i>Warmte</i>	36,1	[€/GJ]	700	-

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmtelevering.

Het Ministerie van EL&I heeft ECN en KEMA ook gevraagd om advies over het al dan niet opnemen van de onderzochte categorieën in de SDE+-regeling van 2012. Van de berekende opties adviseren ECN en KEMA om kleinschalige afvalverbranding niet in de SDE+-regeling op te nemen, omdat het geadviseerde basisbedrag lager ligt dan de verwachte basisenergieprijs voor deze optie.

Ook adviseren ECN en KEMA om warmte-koudeopslag niet op te nemen in de SDE+-regeling. Verschillende toepassingen van warmte-koudeopslag (WKO) in diverse sectoren zijn al kostendekkend. Het creëren van een subsidiemogelijkheid via de SDE+ voor WKO bij die toepassingen die nog niet kostendekkend zijn, kan prijsopdrijvend werken in de hele sector, wat weer ten nadele zal zijn van projecten die nu al wel rendabel zijn. Daarenboven variëren de schaalgrootte - en dus de productiekosten - van WKO-installaties zeer. Op te merken valt daarbij dat zonder enige vorm van WKO-ondersteuning, goedkoop potentieel van duurzame energie blijft liggen, zeker doch niet uitsluitend in de glastuinbouwsector.

Bij de vergistingsopties valt het geringe verschil op in basisbedrag tussen een zelfstandige afzet van warmte of groen gas en een afzet via de warmtehub of groengashub (bij een WKK-hub zijn wel veel duidelijker schaalvoordelen te behalen). Geadviseerd wordt te overwegen - omwille van de eenvoud van de regeling - om verschillende categorieën samen te voegen, waarbij zowel individuele levering als hubtoepassing mogelijk blijft. Wel zij opgemerkt dat voor individuele projecten - die bijvoorbeeld slecht gesitueerd zijn ten opzichte van het gasnet - een hubtoepassing wel degelijk tot significante kostenvoordelen kan leiden.

Voor enkele categorieën liggen de berekende basisbedragen duidelijk boven 15 €/kWh, de bovengrens in de SDE+. Voor deze opties, te weten wind op zee, energie uit vrije stroming, osmose en zon-PV, zijn de basisbedragen gebaseerd op indicatieve berekeningen. De kostenontwikkelingen bij wind op zee en zon-PV zijn wel van dien aard, dat in komende jaren het betreffende basisbedrag alsnog onder de 15 €/kWh uit kan gaan komen.

De basisbedragen die in dit rapport genoemd staan, hebben betrekking op een representatieve installatie. In de praktijk zullen er situaties zijn waar de kosten hoger of lager uitvallen door lokale omstandigheden. In vergelijking met de basisbedragen van 2011 is te zien dat de basisbedragen voor veel biomassacategorieën lager uitvallen. Door de invoering van de SDE+ voor hernieuwbare warmte, wordt in dit eindadvies gerekend met een duidelijk grotere warmteafzet dan in eerdere jaren.

Nieuw is dat het basisbedrag voor wind op land en wind in meer is gedifferentieerd. Een directe vergelijking met het basisbedrag voor wind op land van 9,6 €/kWh uit 2011 is daardoor moeilijk te trekken, maar een duidelijke daling van het basisbedrag op windrijke gebieden valt wel te herkennen.

1. Inleiding

Het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (EL&I) heeft aan ECN en KEMA advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE-regeling voor 2012. In juli 2011 hebben ECN en KEMA hiertoe een conceptadvies opgesteld (Lensink *et al.*, 2011), op basis waarvan de markt geconsulteerd is over de actuele kosten van hernieuwbare energie.

ECN en KEMA adviseren het ministerie over de hoogte van de basisbedragen voor door het Ministerie voorgeschreven categorieën. Tevens is ECN en KEMA advies gevraagd over de open te stellen categorieën. De Minister van EL&I beslist over de openstelling van de SDE-regeling in 2012, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE-beschikkingen in 2012.

Leeswijzer

De uitgangspunten van het advies, zoals opdracht en rekenmethodiek, staan genoemd in Hoofdstuk 2. In Hoofdstuk 3 wordt ingegaan op de werkwijze en randvoorwaarden, zoals flankerend beleid en financiële uitgangspunten. De feed-inpremiestructuur van de SDE+ wordt toegelicht in Hoofdstuk 4.

De prijsontwikkelingen voor elektriciteit, gas en biomassa worden toelicht in Hoofdstuk 5. Hoofdstuk 6 geeft per categorie een overzicht van de technisch-economische parameters van de hernieuwbare-energieopties. Hoofdstuk 7 besluit met conclusies waarbij de vertaalslag naar basisbedragen gemaakt is.

2. Proces

In de onderzoeksopdracht voor advies over de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling staan de categorieën benoemd waarover advies wordt gevraagd. In tegenstelling tot vergelijkbare onderzoeken in voorgaande jaren, heeft het Ministerie van EL&I binnen de huidige opdracht ook gevraagd om nieuwe categorieën voor te stellen, mochten gesprekken met marktpartijen daartoe aanleiding geven.

De SDE+-regeling voor 2012 bevat, onder voorbehoud van definitieve besluitvorming, enkele wijzigingen ten opzichte van de regeling van 2011. Op onderdelen hebben ECN en KEMA advies uitgebracht over het differentiëren van de vergoeding voor windenergie (Luxembourg *et al.*, 2011) en over het onderbrengen van duurzame warmte in de SDE+ (Mozaffarian *et al.*, 2011). In het laatstgenoemde rapport zijn ook voorstellen opgenomen van open te stellen warmtecategorieën en een eerste indicatieve berekening van basisbedragen. De bevindingen ten aanzien van duurzame warmte zijn besproken met marktpartijen op bijeenkomsten op 12 april 2011 en 15 juni 2011. Over voorstellen met betrekking tot winddifferentiatie zijn enkele overleggen met NWEA gehouden.

Het conceptadvies voor de basisbedragen in de SDE+-regeling van 2012 (Lensink *et al.*, 2011) is op 14 juli 2011 gepresenteerd tijdens een informatiebijeenkomst aan marktpartijen. Gedurende drie weken zijn marktpartijen in de gelegenheid gesteld om een schriftelijke reactie in te dienen, waarna in de maand augustus nadere gesprekken gevoerd zijn tussen marktpartijen en ECN en KEMA. Enkele marktpartijen hebben aangegeven dat de reactietermijn van drie weken, in combinatie met de zomerperiode en de achterliggende wijzigingen van de SDE+-regeling, te kort was om een gedegen reactie te schrijven.

Dit rapport is het eindadvies voor de basisbedragen in 2012. In een afzonderlijk te publiceren annex op dit rapport zijn de binnengekomen reacties, mits door de schrijver vrijgegeven, opgenomen, waarbij ECN en KEMA aangeven hoe zij de reacties hebben verwerkt in het advies. Het proces, het advies en de wijze waarop ECN en KEMA de binnengekomen marktreacties hebben meegewogen, zijn tevens onderwerp van een externe review door Fraunhofer ISI en de Technische Universiteit Wenen in opdracht van het Ministerie van EL&I.

3. Werkwijze en uitgangspunten

Het Ministerie van EL&I heeft aan ECN en KEMA advies gevraagd voor het vaststellen van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2012. De te adviseren basisbedragen bevatten de productiekosten, vermeerderd met eventuele regelings specifieke meerkosten in relatie tot het afsluiten van elektriciteits- of gascontracten. Het ministerie heeft vooraf categorieën benoemd in de adviesvraag. Na consultatie met de markt zijn categorieën voor ketels op vloeibare biomassa en voor zonthermische systemen toegevoegd. Voor alle categorieën berekent ECN en KEMA de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, groen gas of hernieuwbare warmte. De Minister van EL&I besluit over de uiteindelijke openstelling van categorieën. Noch aan de opname noch aan de afwezigheid van een categorie in de adviesvraag kunnen conclusies ten aanzien van openstelling verbonden worden.

In het overleg tussen het Ministerie en ECN en KEMA zijn de uitgangspunten voor de berekening vastgesteld. Hierbij is rekening gehouden met de effectiviteit en efficiëntie van de SDE+-regeling, cf. (Van Sambeek *et al.*, 2002). Dit impliceert dat de SDE+-vergoeding, en dus de basisbedragen, voldoende hoog moeten zijn om productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en groen gas in de categorieën mogelijk te maken, maar dat de basisbedragen niet toereikend hoeven te zijn voor alle geplande projecten. Als vuistregel geldt dat het merendeel van de projecten per categorie met de basisbedragen doorgang moet kunnen vinden.

Bij het berekenen van de productiekosten dient rekening gehouden te worden met bestaande wet- en regelgeving, voor zover generiek van toepassing in Nederland. Het advies gaat dus uit van beleid waarvan vaststaat (op basis van besluitvorming) dat het in 2012 van kracht is. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2012 SDE+ aangevraagd kan worden en die in 2012 of begin 2013 als bouwproject van start kunnen gaan. Voor de productiekosten van zon-PV heeft het Ministerie van EL&I aangegeven dat uitgegaan dient te worden van de productiekosten in de eerste helft van 2013.

Voor iedere categorie is een referentie-installatie bepaald. De referentie-installatie bestaat uit een bepaalde techniek (of combinatie van technieken) in combinatie met een gangbaar aantal vollasturen en voor de bio-energiecategorieën een referentiebrandstof. De referentie-installatie (eventueel in combinatie met een referentiebrandstof) acht ECN en KEMA ook gangbaar voor nieuwe projecten in de te onderzoeken categorie.

Voor de bepaalde brandstof-techniekcombinaties worden de technisch-economische parameters bepaald. Op basis van deze parameters worden de productiekosten en basisbedragen bepaald met behulp van een gestileerd kasstroommodel; dit model is te raadplegen via de ECN-website¹.

De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en groen gas enerzijds en de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of groen gas anderzijds. De productiekosten in deze zijn de meerkosten van de zogenoemde referentie-installatie om te komen tot productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of groen gas ten opzichte van de alternatieve aanwending van de hernieuwbare-energiebron. Vooral bij systemen waar de biomassa afkomstig is van afvalstromen of restproducten, kan de definitie van 'meerkosten', ofwel de systeemgrens, grote invloed hebben op de berekende biomassakosten. Gerekend wordt met de meerkosten om deze stromen of producten in te zetten voor productie van hernieuwbare elektriciteit, groen gas en duurzame warmte. Voor biomassakosten wordt uitgegaan van de prijzen die betaald moeten worden om de biomassa bij de installatie geleverd te krijgen. Om de meerkosten te bepalen wordt gerekend

¹ <http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/hernieuwbare-energie/projecten/sde>.

met het verschil tussen bovengenoemde biomasprijzen en de prijzen voor biomassa, als deze biomassa niet gebruikt zou worden voor productie van hernieuwbare energie.

Voor hernieuwbare-warmtecategorieën worden de kosten beschouwd die met de productie van hernieuwbare warmte samenhangen. De kosten voor een eventuele warmtetransportleiding worden in de investeringskosten van het project meegenomen. Warmte-infrastructuur aan de vraagzijde, zoals een warmtenet, hoort niet bij de subsidiabele kosten. De warmteproductie die in dit advies wordt beschouwd heeft betrekking op de warmtedoorvoer direct na het hek van de installatie, maar vóór de warmtetransportleiding. Dit laat onverlet dat ook bij intern gebruik van duurzame energie, een SDE+-vergoeding eventueel ontvangen kan worden, zolang het gebruik niet voor het proces van energieproductie zelf bestemd is.

Voor alle biomassacategorieën wordt uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn in beginsel gelijk verondersteld aan de subsidieduur, met uitzondering van de afschrijvingstermijn van enkele componenten van installaties voor waterkracht en geothermie.

Voor de financiële randvoorwaarden is ECN en KEMA door het Ministerie gevraagd om uit te gaan van een financieel totaalrendement van 7,8%. Uit dit financieel rendement dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden. De voorbereidingskosten worden niet meegenomen in het totale investeringsbedrag. Indien in afgelopen jaar de EIA- of groenregeling op een categorie generiek van toepassing was, dienen ECN en KEMA het voordeel mee te nemen in het eindadvies. Bij de groenregeling wordt uitgegaan van een rentevoordeel van 1%. Uit gesprekken met marktpartijen is het beeld naar voren gekomen dat het financieel rendement van investeringen in duurzame energie, zeker in vergelijking met ondersteuningsniveaus in andere landen, aan de karige kant is. Het niet expliciteren van de voorbereidingskosten maakt de berekeningen van ECN en KEMA voor marktpartijen tevens moeilijker te duiden. Vele marktpartijen, waaronder financiële instellingen, hebben aangegeven dat nieuwe projecten voor hernieuwbare energie geen rentekorting meer aangeboden krijgen, ondanks het - in beperktere zin - voortbestaan van de groenregeling.

4. Toelichting premiestructuur

Basisbedragen en correctiebedragen

De SDE+-regeling is een regeling met een variabele feed-inpremie. Het is een exploitatievergoeding, waarbij de vergoeding in beginsel uitgekeerd wordt over alle hernieuwbare energie die wordt ingevoerd (vandaar 'feed in') op een net. De uit te keren premie is het verschil tussen een *basisbedrag* en een *correctiebedrag*. Iedere categorie kent eigen basis- en correctiebedragen. De basisbedragen staan vast gedurende de looptijd van de SDE+-beschikking. De correctiebedragen worden ieder jaar herberekend.

Basisprijzen

De uit te keren feed-inpremie is gemaximeerd. De premie dekt in beginsel de gehele onrendabele top van een productie-installatie, tenzij de gas-, elektriciteits- of warmteprijs onder een bepaalde waarde zakt, onder de zogenoemde basisprijzen. Deze waarde is in de SDE+-regeling vastgelegd op $2/3^e$ van de verwachte correctiebedragen.

Basisprijspremie en transactiekosten

De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen de productiekosten en de marktprijs van elektriciteit, gas of warmte, zoals in Hoofdstuk 3 is toegelicht. Daarbij wordt verondersteld dat de geleverde hernieuwbare energie ook op de markt wordt verhandeld. De transactiekosten om contracten over de energielevering af te sluiten worden meegenomen in de basisbedragen. Deze bedragen 0,09 €/kWh voor elektriciteit, voor warmte zijn ze daar equivalent aan verondersteld. Voor groen gas is gerekend met jaarlijkse kosten van € 15.000 voor aansluitingen op een regionaal gasnet tot € 350.000 voor aansluiting op het hogedruknet. Ook de kosten van het risico dat de correctiebedragen onder de basisprijzen dalen, zijn meegewogen in het basisbedragen. Hier toe wordt een basisprijspremie berekend, die gezien kan worden als een verzekeringspremie tegen lage energieprijzen. De basisprijspremie, variërend van 0 tot 0,25 €/kWh, verhoogt het basisbedrag.

Correctiebedragen, onbalans- en profielfactor

Voor enkele categorieën, zoals windenergie en zon-PV, worden de correctiebedragen aangepast voor profiel- of onbalanskosten. Deze correctiefactoren zijn geen onderdeel van dit advies en worden in dit rapport dan ook niet behandeld. Ook de correctiebedragen zelf zijn geen onderdeel van dit advies.

5. Prijzen voor elektriciteit en biomassa

5.1 Elektriciteit

De basisbedragen zijn een maat voor de productiekosten van hernieuwbare-energieopties. De productiekosten zijn niet direct gerelateerd aan de prijzen van fossiele brandstoffen zoals kolen, gas en olie. Sommige installaties hebben een additionele energievraag die niet vanuit de eigen installatie gedekt wordt. Hierbij denke men aan groengasinstallaties, die elektriciteit gebruiken. Het elektriciteitstarief wordt aangenomen op 14 €/kWh bij een vraag tot 50 MWh/jaar en 7 €/kWh bij een hogere elektriciteitsvraag dan 50 MWh/jaar.

5.2 Biomassa

5.2.1 Vaste biomassa: afvalhout

Op 27 juli 2011 heeft Eneco bekend gemaakt het besluit te hebben genomen om een bio-energiecentrale in Delfzijl te gaan realiseren. Zoals in het conceptadvies (Lensink *et al.*, 2011) opgemerkt is, was er nog ruimte in de markt voor B-hout voor één installatie. Met de realisatie van de installatie in Delfzijl is deze ruimte in de markt opgevuld en vervalt B-hout als referentiebrandstof in de berekening van de basisbedragen.

5.2.2 Vaste biomassa: snoei- en dunningshout

Nu afvalhout niet meer gezien wordt als representatieve brandstof voor nieuwe, grootschalige verbrandingsinstallaties, verwachten ECN en KEMA dat zulke centrales eerder snoei- en dunningshout zullen gaan gebruiken. De biomassa bestaat uit vershouthochs afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen. De energie-inhoud van vers hout ligt in de orde van 7 GJ/ton. Installaties zullen veel hout echter uit voorraad geleverd krijgen. Vanwege natuurlijke drogingsprocessen van de houtvoorraad, wordt gerekend met een jaargemiddelde energie-inhoud van 9 GJ/ton. De prijsrange voor snoei- en dunningshout ligt tussen de 35 en de 55 €/ton. Als referentieprijs is 45 €/ton aangenomen of 5 €/GJ.

In het conceptadvies werd gesproken over knip- en snoeihout met een prijs van 34 €/ton bij 7 GJ/ton. Met 4,9 €/GJ is deze categorie niet onderscheidend genoeg van snoei- en dunningshout. Daarom wordt voor de installaties die in het conceptadvies verwacht werden te werken met knip- en snoeihout, in dit eindadvies ook snoei- en dunningshout als referentiebrandstof aangenomen.

Omdat voor snoei- en dunningshout met name sprake is van een lokale markt met aan de grens interacties met Duitsland en België is dezelfde risico-opslag als die voor knip- en snoeihout van toepassing. Voor de categorie snoei- en dunningshout wordt een risico-opslag van 1 €/ton verondersteld.

5.2.3 Vloeibare biomassa

De prijs van plantaardige oliën laat nog steeds een oplopende tendens zien. De prijsbewegingen van deze oliën kunnen als leidend beschouwd worden voor de prijsbewegingen voor de referentiebrandstof van dierlijk vet. Voor 2012 wordt een gemiddelde prijs verwacht van 625 €/ton bij een stookwaarde van 39 GJ/ton. Door de correlatie tussen de prijzen van dierlijke vetten en plantaardige oliën en de goed ontwikkelde internationale markt voor plantaardige oliën kan het prijsrisico goed gemitigeerd worden.

5.2.4 Vergisting: biomassa voor allesvergisters

In de categorie van allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie of uit de biobrandstofproductie. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van reststoffen uit de biobrandstofproductie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten. De referentieprijs voor 2012 is gelijk verondersteld aan de prijs voor 2011 van 25 €/ton bij een biogasproductie van 3,4 GJ/ton.

5.2.5 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters

Grondstoffen voor mestcovergisting - mest

De prijs voor drijfmest kent regionale verschillen en loopt van € 0 tot -5 per ton in mesttekortgebieden tot maximaal € -15 tot -20 per ton in mestoverschotgebieden. Als referentieprijs wordt uitgegaan van € -15 per ton voor eigen bedrijf. Rekening houdend met transportkosten is de referentieprijs voor externe aanvoer -10 €/ton.

Van de totale input blijft ca. 90% over als digestaat. Voor de afvoer van digestaat dient gemiddeld 15 €/ton betaald te worden.

Grondstoffen voor mestcovergisting - cosubstraat

Dit jaar is de zogeheten positieve lijst van coproducten uitgebreid met acht nieuwe producten. Deze producten worden hoofdzakelijk toegepast in de veevoederindustrie, waardoor de uitbreiding van vergistbare coproducten niet een grote impact zal hebben op de prijs voor cosubstraat. Wel zal de uitbreiding de druk op de markt voor coproducten enigszins verlichten. Jaar op jaar treden fluctuaties op in de marktprijzen van maïs. De maïsprijs is gestegen ten opzichte van de prijs van vorig jaar, zie voor de illustratie van de schommeling van prijzen Figuur 5.1.



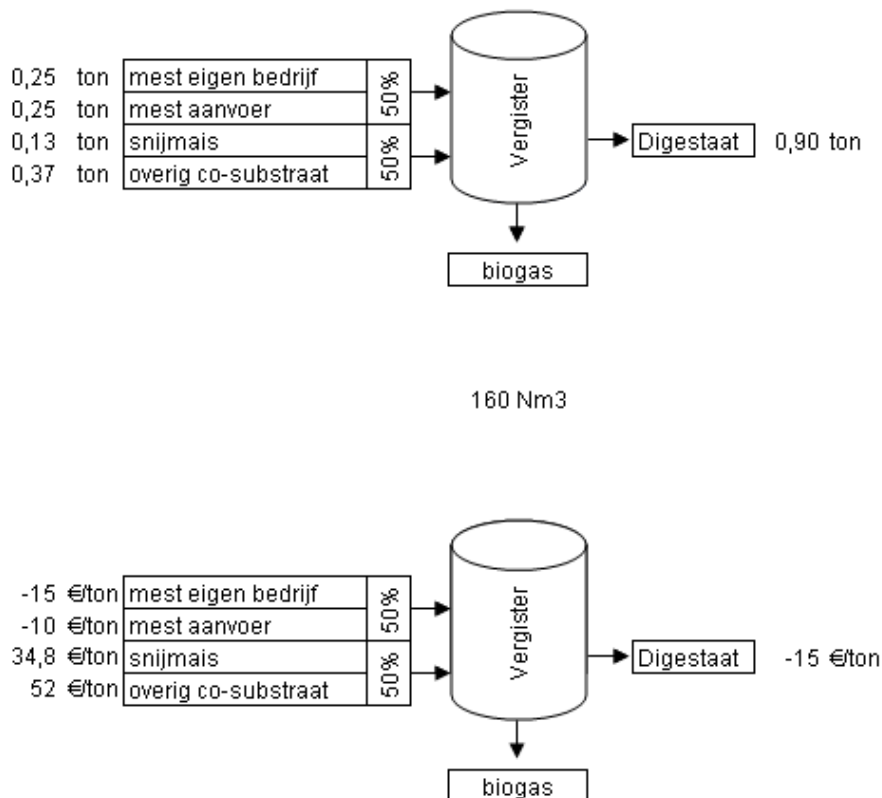
Figuur 5.1 *Geïndexeerde maïsprijzen 1996-2011 gebaseerd op cijfers van het LEI, index=100 voor het tweede kwartaal van 2010*

Om te voorkomen dat jaarlijkse schommelingen grote invloed krijgen op de berekende basisbedragen, is uit de marktconsultatie van 2010 naar voren gekomen dat een langjarig gemiddelde als uitgangspunt wenselijker is. Om te corrigeren voor schommelingen, is het gemiddelde van de afgelopen vijf jaar berekend op basis van handelsinformatie van het LEI (gecorrigeerd voor

transport). De gemiddelde maïsprijs over de periode juni 2006 tot en met juni 2011 is 34,8 €/ton.

Aangezien door de hoge maïsprijzen van de laatste jaren steeds meer overige agrarische reststoffen ingezet worden om de gemiddelde cosubstraatprijs te drukken en de gemiddelde gasopbrengst te verhogen, is het aandeel maïs gereduceerd tot minder dan 30% van het cosubstraat. De overige 70% wordt opgevuld door energiemixen, gewasresten en glycerine.

Figuur 5.2 geeft een schematische weergave van de aangenomen grondstofstromen in de covergister.



Figuur 5.2 *Stromen en prijzen voor vergistingsinputs en -outputs*²

Naast maïs worden energierijke overige cosubstraten ingezet, waaronder bijvoorbeeld glycerine, energiemixen en gewasresten. Met name de glycerineprijs is het afgelopen half jaar fors gestegen, wat een prijsstijging van het overige cosubstraat tot gevolg heeft. Op basis van informatie uit de marktconsultatie is de referentiegasopbrengst van overig cosubstraat aangepast tot 330 Nm³/ton. De gemiddelde prijs voor cosubstraat (exclusief maïs) in 2012 is - gezien de prijsontwikkelingen van de energierijke cosubstraten - geïndexeerd met 4% naar 7,5 €/GJ of 52 €/ton met een netto gasopbrengst van 6,9 GJ/ton. De gasopbrengst van de totale input, mest en cosubstraat bedraagt 3,4 GJ/ton. Voor toekomstige prijsontwikkelingen worden in de cashflow berekening van de basisbedragen alle kostenposten met 2%/jaar geïndexeerd voor inflatie. Dit geldt dus ook voor de grondstofkosten. Zie Tabel 5.1 voor een overzicht van de gehanteerde prijzen voor de referentiebrandstoffen.

² In de berekeningsmethodiek wordt uitgegaan van de in de markt gebruikelijke methode om de energie inhoud van de mestinput en cosubstraten uit te drukken in gasopbrengst in Nm³/ton of GJ/ton bij een bepaalde energie-inhoud van het gas (21 MJ/m³). In de berekening wordt gerekend met de energie-inhoud van grondstoffen in GJ gasopbrengst per ton input. Voor de volledigheid: tonnen input zijn gebaseerd op het gehele product en niet alleen op het drogestofgehalte.

Tabel 5.1 *Prijsprojecties biomassa*

	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijs (range) [€/ton]	Referentieprij [€/GJ]
Vloeibare biomassa			
Dierlijk vet	39	625 (575-675)	16,0
Vaste biomassa			
Snoei- en dunningshout	9	45 (35-55)	5,0
Vergisting			
Allesvergistinginput	3,4	25	7,4
<i>Aanvoer dierlijke mest</i>	0,63	-10 (-20 tot 0)	-16
<i>Afvoer dierlijke mest</i>	0,63	-15 (-30 tot -5)	-24
<i>Mais</i>	3,8	34,8 (25-45)	9,2
<i>Overig cosubstraat</i>	6,9	52 (23 tot 200)	7,5
Covergistinginput	3,4	31 (14-32)	9,2

6. Technisch-economische parameters

6.1 Vergisting van biomassa

6.1.1 Biogashubs

Inleiding

Ruw biogas dat geproduceerd is bij verschillende vergistinginstallaties kan via een lagedrukleiding naar een centraal punt worden getransporteerd. Op de zogeheten hubs wordt het biogas ingezet voor de productie van elektriciteit en/of warmte. Het kan ook gezuiverd worden tot groen gas.

Een productiesysteem voor ruw biogas bestaat uit de volgende onderdelen:

- Vergister.
- Beperkte gasreiniging: deze stap bestaat met name uit een diepere zwavelwaterstofverwijdering dan bij direct gebruik ter plaatse van het biogas in een WKK en uit ammoniakverwijdering.
- Warmte voor de vergister: een deel van het biogas wordt ingezet in een ketel om de vereiste warmte te leveren aan de vergister. Deze heeft verder elektriciteit van het net nodig.
- Gasdroging: het biogas dient voor het transport door ruw biogasleidingen goed ontwaterd te worden.
- Eventueel transport naar een externe toepassing: het biogas (CH₄ en CO₂) wordt geleverd aan een andere installatie, waar het wordt ingezet ter vervanging van aardgas.

Referentiesystemen productie ruw biogas

De belangrijkste aannames bij de bepaling van de technisch-economische parameters voor de productie van ruw biogas zijn:

- De kosten voor CO₂-afscheiding worden niet meegenomen in de berekening.
- De kosten voor verwijdering van zwavelwaterstof of ammoniak, voor zover vergelijkbaar bij direct gebruik ter plaatse van het biogas in een WKK, zijn verdisconteerd in de kosten voor de vergister. Daarnaast is rekening gehouden met extra kosten voor additionele gasreiniging, gas-droging, extra investering voor een betere gasmeting dan bij WKK-toepassingen en een compressor om ruw biogas op de juiste leidingdruk te brengen. Bij stortgas wordt bovendien beperkte extra gasreiniging voorzien.
- Verbranding in een ketel van een deel van het ruwe biogas levert de warmte voor de vergister.
- De elektriciteit voor de installatie wordt afgenomen van het net.

De technisch-economische parameters voor de referentiesystemen ruwbiogas-productie zijn voor stortgas gepresenteerd in Tabel 6.4 en Tabel 6.5, voor RWZI/AWZI in Tabel 6.6, voor mestcovergisting in Tabel 6.7 tot en met Tabel 6.10 en voor allesvergisting in Tabel 6.11 tot en met Tabel 6.14. De kosten voor de groengasproductie hebben betrekking op de extra kosten voor additionele gasreiniging, gasdroging, extra investering voor een betere gasmeting dan bij WKK-toepassingen en een compressor om ruw biogas op de juiste leidingdruk te brengen.

Biogasleiding

Om het ruwe biogas van de vergisters naar de centrale hub te leiden, is een biogasleiding nodig. De kosten van een biogasleiding met de geraamde diameter van 110 mm bedragen ca. 60.000 €/km. Er wordt uitgegaan van een pijpleiding met een lengte van 10 km.

Beschrijving referentie-WKK-hub

De technisch-economische parameters voor de referentie WKK-hub, inclusief biogasleiding zijn weergegeven in Tabel 6.1. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een WKK-hub van 4,9 €/GJ.

Tabel 6.1 *Technisch-economische parameters WKK-hub*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	11
Elektrisch vermogen	[MW _e]	4,5
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	4,8
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	41
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		n.v.t.
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	255
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	45
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0
Productiekosten	[€/GJ]	4,9

Beschrijving referentie-warmtehub

De technisch-economische parameters voor de referentie-warmtehub, inclusief biogasleiding zijn weergegeven in Tabel 6.2. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een warmtehub van 0,8 €/GJ.

Tabel 6.2 *Technisch-economische parameters warmtehub*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	11
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	95
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	1,5
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0
Productiekosten	[€/GJ]	0,8

Beschrijving referentie-groengashub

Het referentiesysteem voor een groengashub heeft een ruwbiogasinput van 2200 Nm³/h (of 1250 Nm³/h aan groen gas). Als gaszuiveringstechniek is gekozen voor gaswassing met chemicaliën. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te stoken. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Er wordt uitgegaan van de invoeding van het geproduceerde groen gas op het landelijke hogedruknet van 40 bar. Aangezien de gekozen referentie-zuiveringstechniek (gaswassing met chemicaliën) onder atmosferische druk werkt, dient het geproduceerde groen gas tot 40 bar gecompriemd te worden.

De technisch-economische parameters voor de referentie groengashub, inclusief biogasleiding en groengascompressie tot 40 bar, zijn weergegeven in Tabel 6.3. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een groengashub van 15,2 €/Nm³.

Tabel 6.3 *Technisch-economische parameters groengashub*

		Eindadvies 2012
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	2200
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	0
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,23
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,07
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	n.v.t.
Grondstofkosten	[€/ton]	0
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	2200
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	190
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9
Productiekosten	[€/Nm ³]	15,2

Ook invoeden in een middendruknet van een regionaal distributienet met een druk van maximaal 8 bar is mogelijk. Ook hiervoor dient er een extra compressor geplaatst te worden.

In tegenstelling tot gaswassing met chemicaliën werkt een cryogene zuiveringstechniek bij drukken van circa 8 bar, waardoor het gas direct op het regionale middendruknet ingevoerd kan worden. Bovendien heeft deze techniek ook als potentieel voordeel dat een vaste of vloeibare stroom aan zuiver CO₂ vrijkomt, die wellicht commercieel verhandelbaar is. Nadeel is echter dat deze technologie vrij nieuw is; er zijn nog geen bestaande installaties met gasnetinvoeding die zich al enkele jaren bewezen hebben. Hoewel er al wel ervaring is bij enkele zelfstandige installaties, is cryogene zuiveringstechniek niet beschouwd als referentietechniek.

6.1.2 Stortgas

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 150 Nm³/h (of 80 Nm³/h groen gas). Dat is vergelijkbaar met een WKK-vermogen van 300 kW_e, daarmee is de referentie consistent met de referentie-installatie voor hernieuwbare elektriciteit en warmte voor deze categorieën.

Op basis van kostenindicaties en technische overwegingen (zie Van Tilburg *et al.*, 2008a) is gekozen voor membraanscheiding als referentietechnologie voor gaszuivering bij stortgas. Dit is een bewezen technologie. Bij deze installatie is er geen warmtebehoefte, de vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. In Tabel 6.4 staan de technisch-economische parameters van stortgas voor groengasproductie. Vanwege de ligging van de stortplaatsen en de teruglopende gasproductie wordt aansluiting via een groengashub niet voorzien.

Tabel 6.4 *Technisch-economische parameters stortgas (groen gas)*

		Eindadvies 2012
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	150
Vollasturen	[h/a]	6500
Interne warmtevraag	[% biogas]	0
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,15
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	0
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	n.v.t.
Grondstofkosten	[€/ton]	0
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	5350
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	360
Rendement gaszuivering	[% methaan]	80

Beschrijving referentie-installatie voor WKK

Nieuwe installaties bij stortplaatsen worden niet ontwikkeld. De referentie-installatie voor de categorie stortgas is een vervanging van een bestaande installatie. Het gaat daarbij om vervangingsinvesteringen bij teruglopende biogasproductie. De technisch-economische parameters van de referentie stortgas voor WKK zijn weergegeven in Tabel 6.5.

Tabel 6.5 *Technisch-economische parameters stortgas (WKK)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,860
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,300
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,300
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	6500
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	1000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	35,0
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	835
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	85
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	-

6.1.3 AWZI/RWZI

Vergroting van de slibvergistingcapaciteit in bestaande RWZI's door een voorgeschakelde thermische-drukhydrolyse

Voor waterzuiveringsinstallaties is de referentie sterk veranderd ten opzichte van de adviezen voor voorgaande jaren. In voorgaande jaren is uitgegaan van het afvangen van biogas dat vrijkomt bij bestaande zuiveringsinstallaties. De laatste jaren hebben zulke installaties geen aanvragen ingediend voor de SDE-regeling, een teken dat het potentieel van deze installaties grotendeels is benut. Er zijn echter mogelijkheden om meer biogas te produceren bij waterzuiveringsinstallaties. Het advies voor 2012 heeft betrekking op de uitbreiding van een bestaande zuiveringsinstallatie met een thermische-drukhydrolyse. Aangenomen wordt dat de bestaande zuiveringsinstallatie reeds van een WKK-gasmotor is voorzien.

In RWZI's wordt zuiverings-slib vergist, waarbij in de meeste gevallen de gasopbrengst wordt gebruikt om met een WKK-gasmotor elektriciteit op te wekken. Hiermee wordt voor een deel

het eigen energieverbruik van de RWZI gedekt. Een nieuwe ontwikkeling bij rioolwaterzuiveringsinstallaties is het uitbreiden van deze vergistingsinstallaties met een ontwaterstap en een thermische drukhydrolyse stap. De voordelen van deze stappen zijn een betere ontsluiting van het slib waardoor een hogere gasopbrengst per ton slib wordt bereikt. Door de voorgeschakelde ontwatering neemt ook de slibverwerkingscapaciteit van de bestaande installatie toe, waardoor per saldo een hogere gasopbrengst van de bestaande installatie wordt gerealiseerd. Een bijkomend voordeel is dat het slibdigestaat, dat ontstaat bij het vergisten van slib dat is voorbehandeld met een thermische-drukhydrolyse, beter ontwaterd kan worden, wat leidt tot lagere transportkosten.

In de referentie-installatie van de uitbreiding van de voorbewerking van een RWZI zijn alleen de investeringskosten in de thermische-drukhydrolysestap opgenomen. De kosten voor de ontwatering en modificaties aan de bestaande vergistingstank worden verondersteld te worden gecompenseerd door de lagere transportkosten van de afvoer van het slib.

De extra gasopbrengst die ontstaat bij het voorschakelen van een thermischedruk-hydrolysestap kan op verschillende manieren worden toegepast:

- Elektriciteitsproductie (meer opwekking voor eigen verbruik, waarbij de warmte van de WKK kan worden ingezet worden voor thermische-drukhydrolyse).
- Opwerking van biogas tot groengaskwaliteit.
- Ruwbiogaslevering voor externe warmtedoeleinden.

De hydrolyse kent een eigen warmtevraag. Aan deze warmtevraag kan voldaan worden door de WKK op basis van de gehele gasopbrengst van de vergister (ca. 360 Nm³/uur ruw biogas). Bij ruwbiogaslevering en of groengaslevering moet meer dan de meeropbrengst van de hydrolyse aan gas ingezet worden voor het verwarmen van de hydrolyse. Daarom concluderen ECN en KEMA dat alleen een WKK-optie hier nuttig kan zijn, waarbij een WKK van ca. 750 kW_e de benodigde 450 kW_{th} kan leveren. Omdat alle warmte gebruikt wordt voor het interne proces, blijft alleen hernieuwbare elektriciteit als geleverd product over, waarover een SDE+-vergoeding gegeven zou kunnen worden.

De technisch-economische parameters voor elektriciteitsproductie staan in Tabel 6.6.

Tabel 6.6 *Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (elektriciteit)*

Parameter	Eenheid	Waarde
Doorzet slib	[ton droge stof/jaar]	16000
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Gasopbrengst	[Nm ³ /ton]	170
Gasopbrengst	[Nm ³ /uur]	340
Calorische waarde biogas	[MJ/Nm ³]	25
WKK-vermogen (netto)	[kW _e]	723
Voordeel eindverwerking	[€/ton drogestofinput]	40
Totale investering	[€/kW _e]	6100
Totale variabele kosten	[€/kW _e]	800

6.1.4 Mestcovergisting

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Op basis van de schaalgrootte van nieuwe initiatieven is een productiecapaciteit van nieuwe installaties geraamd van 505 Nm³/h ruw biogas (of 280 Nm³/h groen gas). De grootte van de vergister van een installatie met deze omvang is vergelijkbaar met die van een vergister van een bio-WKK van 1,1 MW_e. Schaafeffecten lijken voor vergisters beperkt te zijn. De maximale grootte van een vergistingstank wordt beperkt doordat het materiaal gehomogeniseerd moet

kunnen worden; ook de diameter van het dak van een vergister is aan een maximum gebonden. Op grote schaal worden dan ook vaak enkele tanks naast elkaar geplaatst.

Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor gaswassing. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te stoken. De restwarmte die bij gaswassing vrijkomt is voldoende voor het verwarmen van de vergister. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Aanvullende opmerkingen

Er wordt aangenomen dat de invoeding van het geproduceerde groen gas op het lokale net mogelijk is. Zie Tabel 6.7 en Tabel 6.8 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van ruw biogas respectievelijk groen gas.

Tabel 6.7 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (ruw biogas)*

		Eindadvies 2012
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	505
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,12
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	4500
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	280
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	31
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0,5
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	350
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	35
Rendement gaszuivering	[% methaan]	-
Productiekosten ruw biogas	[€/Nm ³] / [€/GJ]	55,7 / 17,6
Basisbedrag via warmtehub (incl. 0,8 €/GJ hub)	[€/GJ]	18,4
Basisbedrag via WKK-hub (incl. 4,9 €/GJ hub)	[€/GJ]	22,5
Basisbedrag via groengashub (incl. 15,2 €/Nm ³ hub)	[€/Nm ³]	70,8

Tabel 6.8 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (groen gas)*

		Eindadvies 2012
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	505
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	10
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,25
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	4500
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	280
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	31
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0,5
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	3020
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	300
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9

Beschrijving referentie-installatie voor hernieuwbare warmte en WKK

Mestcovergistingsinstallaties blijken steeds groter te worden, waarbij veel nieuwe initiatieven tussen de 1 en 1,5 MW liggen met een trend waarneembaar naar grote projecten (>1,5 MW), waarbij mest niet alleen van het eigen bedrijf afkomstig is. Door de jaren heen is de samenstelling van het cosubstraat veranderd, waardoor de gasopbrengst per ton cosubstraat substantieel gestegen is naar ruim boven de 100 Nm³/ton. Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 1,1 MW_e. Een installatie met deze schaalgrootte blijft ruim onder de MER-grens en kan worden voorzien met mest van twee grote bedrijven. Rekening houdend met extra opstartkosten in het eerste jaar wordt uitgegaan van investeringskosten van 1150 €/kW_{th}.

Bij de hernieuwbare-warmteoptie is uitgegaan van investeringskosten van 747 €/kW_{th} voor ruw biogas. Hierbij zijn de kosten voor een additionele ketel toegevoegd van € 190.000 (63 €/kW_{th}). Dit leidt tot een totale investering 810 €/kW_{th}. De ketel levert warmte/stoom van ca. 120°C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet.

Aanvullende opmerkingen

In de berekeningsmethodiek wordt uitgegaan van de totale energie-inhoud van de inputstromen. De energie-inhoud van het gas wordt berekend met een rendement van de vergister van 67%. Het totale rendement van de installatie wordt bepaald door het rendement van de vergister, het bruto rendement van de gasmotor en het eigen verbruik van de installatie. Het gasmotorrendement is gecorrigeerd voor de NO_x-emissie-eisen uit BEMS. Voor de SDE-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 37%. De grondstofkosten voor mestcovergisting zijn volatiel door de afhankelijkheid van zowel mestprijzen als cosubstraatkosten. Hoewel het niet mogelijk is om langetermijncontracten af te sluiten om al deze prijsrisico's af te dekken, bestaat enige flexibiliteit in de substraatmix. De grondstoffen worden van een regionale markt afgenomen, waardoor de prijsopslag beperkt is tot € 1 per ton cosubstraat.

In Tabel 6.9 en Tabel 6.10 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor respectievelijk hernieuwbare warmte en WKK.

Tabel 6.9 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (hernieuwbare warmte)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,0
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	810
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	45
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	31
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0,5

Tabel 6.10 *Technisch-economische parameters mestcovergisting (WKK)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,0
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,1
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,4
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37,0
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1150
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	85
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	31
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0,5

6.1.5 Allesvergisting

Beschrijving referentie-installatie voor productie van ruw biogas en groen gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met diverse reststromen uit de voedings- en genotmiddelensector met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 950 Nm³/h. Ook GFT-afval kan ingezet worden. De grootte van dergelijke installatie is vergelijkbaar met een bio-WKK van 2 MW_e. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot groen gas door middel van gaswassingstechnologie. Er wordt gerekend met een grondstofprijs van 25 €/ton. De energie-inhoud van het biogas is 3,4 GJ/ton substraat. Zie Tabel 6.11 en Tabel 6.12 voor de technisch-economische parameters van productie van ruw biogas respectievelijk groen gas bij allesvergisters.

Tabel 6.11 *Technisch-economische parameters allesvergisting (ruw biogas)*

		Eindadvies 2012
Referentie grootte	[Nm ³ biogas/h]	950
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ biogas]	0,12
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ biogas/h]	3900
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ biogas/h]	220
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	25
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ biogas/h]	275
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ biogas/h]	25
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9
Productiekosten ruw biogas	[€/Nm ³] / [€/GJ]	45,3 / 14,3
Basisbedrag via warmtehub (incl. 0,8 €/GJ hub)	[€/GJ]	15,1
Basisbedrag via WKK-hub (incl. 4,9 €/GJ hub)	[€/GJ]	19,2
Basisbedrag via groengashub (incl. 15,2 €/Nm ³ hub)	[€/Nm ³]	60,5

Tabel 6.12 *Technisch-economische parameters allesvergisting (groen gas)*

		Eindadvies 2012
Referentie grootte	[Nm ³ biogas/h]	950
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	10
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ biogas]	0,25
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ biogas/h]	3900
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ biogas/h]	220
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	25
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ biogas/h]	2400
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ biogas/h]	200
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9

Beschrijving referentie-installatie voor hernieuwbare warmte en WKK

Bij deze vergistingsoptie wordt een bestaande installatie uitgebreid met een warmteproductie- of een elektriciteitsproductie-installatie op een geïntegreerde manier. De grondstof komt hoofdzakelijk beschikbaar vanuit de bestaande installatie en de energie van het geproduceerde biogas wordt gedeels als eigen gebruik op het terrein gebruikt in de vorm van elektriciteit, biogas, warmte of een combinatie daarvan. Een typische spreiding in de installatiegrootte is 2 tot 7 MW_e, met een referentievermogen van 3 MW_e. De prijzen voor grondstoffen worden in eerste instantie bepaald door de veevoedermarkten, waar vrijwel alle grondstoffen een alternatief gebruik hebben. Voor de grondstof is een prijs geraamd van 25 €/ton. De kosten voor het afvoeren van digestaat zijn verrekend met de grondstofkosten. De energie-inhoud van het biogas bedraagt 3,4 GJ/ton substraat.

In Tabel 6.13 en Tabel 6.14 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor respectievelijk hernieuwbare warmte en WKK.

Tabel 6.13 *Technisch-economische parameters allesvergistig (hernieuwbare warmte)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,1
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	725
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	40
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	25
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0

Tabel 6.14 *Technisch-economische parameters allesvergistig (WKK)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,1
Elektrisch vermogen	[MW _e]	3,0
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	3,9
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1185
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	78
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	25
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0

6.2 Thermische conversie <10 MW_e

Veel initiatieven tot 10 MW_e worden ontwikkeld voor lokaal beschikbare biomassastromen. Decentrale overheden spelen vaak een initiërende of faciliterende rol. Installaties tot 10 MW_e dienen te voldoen aan BEMS, waardoor extra maatregelen genomen dienen te worden om de uitstoot van stikstofoxiden te verminderen, bijvoorbeeld met behulp van een DeNO_x. De meerinvestering voor een DeNO_x is geraamd op 45 €/kW_e voor kleinschalige installaties. Verbruik van een reductiemiddel zoals ureum levert een verhoging van O&M-kosten op die geraamd is op 0,006 €/kWh.

Tabel 6.15 *Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa <10 MW_e*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,7
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,65
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	5,0
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	19
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1:4
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1400
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	80
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0,006
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9
Brandstofprijs	[€/ton]	45
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	1

6.3 Thermische conversie van biomassa (>10 MW_e)

Bioenergiecentrale (BEC-WKK)

De referentie is een houtgestookte installatie van 25 MW_e. Voor zulke relatief grote installaties is een aftapcondensatieturbine mogelijk voor eventuele warmtelevering. De ketel heeft een thermisch vermogen van ca. 80 MW_{th} en kan via een lagedrukstoomaftap warmte op een temperatuur van 100-120°C leveren aan een stadsverwarmingsnet. Uitgangspunt is dat maximaal 50 MW_{th} uitgekoppeld kan worden.

Bij warmtelevering wordt minder elektriciteit geproduceerd: dit wordt verrekend met een factor van 0,25 MW_e bij levering van 1 MW_{th} warmte. Door de installatie te koppelen, bijvoorbeeld aan een groot bestaand stadverwarmingsnet, kan de warmte van de BEC-WKK maximaal ingezet worden. Het aantal vollasturen warmtelevering is dan ook hoog met 7500 uur. De locatie van een dergelijke installatie zal een industrieel gebied zijn, bij voorkeur in de directe nabijheid van de bestaande conventionele warmtekrachtinstallaties en goede aanvoerroutes voor biomassa.

Door het realiseren van de BEC in Delfzijl is B-hout onvoldoende beschikbaar om een nieuwe grootschalige verbrandingsinstallatie op B-hout te realiseren. Inzet van snoei- en dunningshout is daardoor aannemelijker. De wijziging van de referentiebrandstof levert ook een nieuwe referentie-installatie. Deze verschilt van een installatie op B-hout. Door de betere kwaliteit hout kunnen hogere stoomparameters toegepast worden dan bij B-hout, hierdoor stijgt het elektrisch rendement. Door de lagere energie-inhoud neemt het houtvolume toe met ca. 50%. Dit leidt tot een groter opslag- en transportsysteem en een groter verbrandingsdeel van de installatie. De rookgasreiniging kan lichter uitgevoerd worden aangezien vers hout minder schadelijke componenten bevat dan B-hout.

De technisch-economische data die horen bij deze referentie-installatie zijn samengevat in Tabel 6.16. Deze parameters zijn van toepassing op installaties tot ca. 100 MW_e.

Tabel 6.16 *Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa >10 MW_e*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	67
Elektrisch vermogen	[MW _e]	22
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	50
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7500
Maximaal elektrisch rendement	[%]	33
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1:4
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1930
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	110
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9
Brandstofprijs	[€/ton]	45
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	1

6.4 Kleinschalige afvalverbranding

In de komende jaren zal er geen sprake meer zijn van nieuwbouw van grootschalige AVI's, gezien het convenant dat het ministerie van I&M (voormalig VROM) en de Vereniging Afvalbe-

drijven hebben gesloten. In dat convenant is overeengekomen dat tot 1 januari 2020 geen nieuwe grootschalige verbrandingscapaciteit zal worden bijgebouwd.

De ontwikkeling van kleinschalige AVI's is daarentegen een nieuwe trend. Deze installaties zijn gebaseerd op vergassingstechniek en hebben een capaciteit van 25.000 tot 30.000 ton/jaar: dit komt overeen met een thermische inputcapaciteit van 12 MW_{th}. Door de kleinere schaalgrootte kunnen de installaties gerealiseerd worden op industriële locaties waar warmtebehoefte aanwezig is. Warmtekrachtkoppeling vindt plaats met een aftapcondensatieturbine met een bruto elektrisch vermogen van ca. 2,6 MW_e en een eigen verbruik van 300 kW_e. De warmte wordt geleverd in de vorm van middendrukstoom. Typisch bedraagt de warmtelevering 3 MW_{th} bij 7000 vollasturen.

De warmtelevering vindt plaats middels een aftap op een stoomturbine. Bij levering van warmte wordt minder elektriciteit geproduceerd. Met een elektriciteitsdervingsfactor van 0,2 MW_e/MW_{th} wordt gecorrigeerd voor de lagere elektriciteitsproductie. Deze waarde ligt lager dan bij warmtelevering aan stadsverwarming, omdat het rendement van een kleinschalige turbine beduidend lager ligt dan een grootschalige turbine van 25 MW_e zoals in de referentie van de BEC-WKK met levering aan stadsverwarming is opgenomen.

Zoals ook bij grootschalige AVI's, wordt alleen het zogenaamde energiebedrijf van de AVI beschouwd, niet het afvalbedrijf (Van Sambeek *et al.*, 2004). Het energiebedrijf omvat alle kosten die gemaakt moeten worden om energiebenutting bij AVI's mogelijk te maken. De kleinschalige AVI's zullen mogelijk een ander brandstofpakket hebben dan de grootschalige AVI's die verwerkingscontracten voor huishoudelijk afval hebben. De calorische waarde van de brandstofinput ligt hoger, op ca. 16 MJ/ton. Mogelijk wijkt het aandeel biogeen in de brandstof af van het jaarlijks vastgestelde percentage biogeen afval voor grootschalige AVI's. Voornamelijk worden de basisbedragen berekend met het voor 2011 vastgestelde biogene aandeel voor AVI's van 51%.

De initiatiefnemers van kleinschalige AVI's zijn niet de exploitanten van grootschalige AVI's. Daarom zijn de voor de grootschalige AVI's aangepaste financieringsparameters voor deze initiatieven niet relevant en worden de financiële uitgangspunten van bio-energieprojecten toegepast, zie verder Tabel 6.17 voor de technisch-economische parameters.

Tabel 6.17 *Technisch-economische parameters kleinschalige afvalverbranding*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	12
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	3,0
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	19
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1:5
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	395
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	19
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kW _{h_e}]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	16
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	0

De referentie-installatie voor kleinschalige afvalverbranding leidt, op basis van een biogene fractie van 51% tot een adviesbasisbedrag van 16,7 €/GJ. Een langetermijnelektriciteitsprijs van 6,8 €/kWh (18,9 €/GJ), leidt tot een basiselektriciteitsprijs van 24,7 €/GJ.³ Bij een gasprijs van 28 €/Nm³ (8,9 €/GJ) is de basiswarmteprijs voor deze categorie 8,1 €/GJ.⁴ De warmtekrachtverhouding bij de referentie-installatie ligt op 0,75. De gecombineerde basisprijs voor kleinschalige afvalverwerking ligt daarmee op 17,6 €/GJ. Omdat de berekende basisprijs hoger is dan het geadviseerde basisbedrag, zal de SDE+-regeling nooit tot uitbetaling kunnen leiden. De SDE+-regeling kan daarmee zelf geen vangnet meer zijn voor lage energieprijzen. Dientengevolge adviseren ECN en KEMA om de categorie kleinschalige afvalverbranding niet open te stellen.

6.5 Ketel met vaste biomassa

Heetwaterketel met vaste biomassa als brandstof

De referentie-installatie voor deze categorie is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout ingezet wordt als brandstof. De referentie-installatie heeft een warmteleveringscapaciteit van 10 MW_{th} en kan op basis van marktconsultatiereacties representatief geacht worden voor installaties tussen ca. 1 en 15 MW_{th}. Bij de referentie-installatie wordt de ketel geplaatst bij een bestaand ketelhuis in de industrie of bij een stadswarmtecentrale. Geen kosten zijn meegenomen voor het distributiesysteem van een warmtenet. Naar aanleiding van de marktconsultatie zijn de investeringskosten aangepast voor civiele werken. In de vaste O&M-kosten en in de investering is rekening gehouden met een kostenpost voor rookgasreiniging inclusief een DeNOx. De toepassing van de warmte is deels industrieel en deels voor ruimteverwarming. Na marktconsultatie is het aantal vollasturen aangepast op 7000 uur, zie ook Tabel 6.18.

Tabel 6.18 *Technisch-economische parameters warmwater-bioketel op vaste biomassa*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	370
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	62
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9
Brandstofprijs	[€/ton]	45
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	1

Stoomketel met vaste biomassa als brandstof

Stoomketels op biomassa kunnen in de industrie toegepast worden voor de levering van middendruk of hogedruk-processtoom. De stoomketel is gebaseerd op de referentie-installatie van de heetwaterketel. Voor de stoomketel is daarbij tevens rekening gehouden met een investeringsopslag voor drukdelen van 10% ten opzichte van de investering in een heetwaterketel. Aangezien stoomketels in de industrie vaak veel vollasturen draaien, is het aantal vollasturen op 7000 uur gesteld, zie Tabel 6.19.

³ Basisprijs elektriciteit = (2/3) * 18,9 €/GJ / 51% = 24,7 €/GJ.

⁴ Basisprijs warmte = (2/3) * 8,9 €/GJ * 70% / 51% = 8,1 €/GJ.

Tabel 6.19 *Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vaste biomassa*

		Schaduwberekening
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	385
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	63
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9
Brandstofprijs	[€/ton]	45
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	1

Het berekende basisbedrag voor een warmwaterketel is 10,9 €/GJ. Voor de stoomketel komt de berekening uit op 11,0 €/GJ. Dit verschil is naar inzicht van ECN en KEMA onvoldoende onderscheidend om twee afzonderlijke categorieën open te stellen. Mede omdat voor stoom een iets hogere marktprijs gerekend mag worden dan voor warmwater, wordt geadviseerd het basisbedrag vast te stellen op 10,9 €/GJ voor ketels op vaste biomassa.

6.6 Ketel met vloeibare biomassa

In de marktconsultatie is aangegeven dat in sommige gevallen gasketels relatief snel en eenvoudig te vervangen zijn door ketels op vloeibare biomassa. Vanwege de grote verschillen, niet alleen technisch maar ook qua hoogte van de productiekosten, met een ketel op vaste biomassa, adviseren ECN en KEMA om een aparte categorie voor bioketels op vloeibare biomassa te openen. In Tabel 6.20 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa

Tabel 6.20 *Technisch-economische parameters stoom-bioketel op vloeibare biomassa*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	40
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	24
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	35,1
Brandstofprijs	[€/ton]	625
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0

6.7 Bestaande installaties

6.7.1 Warmtebenutting bij bestaande projecten

Bestaande hernieuwbare-energieprojecten hebben vaak mogelijkheden om extra warmte te leveren. Deze warmtebenutting is zonder aanvullende ondersteuning vaak niet rendabel. ECN en KEMA verwachten dat aanzienlijk potentieel van hernieuwbare warmte nuttig toe te passen is bij bestaande AVI's en bij bestaande vergistingsinstallaties. ECN en KEMA rekenen daarbij de kostprijs van levering van hernieuwbare warmte uit. De uitbetaling in de SDE+-regeling wordt gecorrigeerd voor de marktprijs van de warmte. Het oogmerk daarbij, dat mede het onderzoekskader van ECN en KEMA vormt, is dat hiermee de verduurzaming van een warmtevraag mogelijk wordt gemaakt. Het benutten van een latente warmtevraag, zoals digestaatdroging, hoeft daarmee niet aantrekkelijk te zijn, tenzij digestaat voorheen met behulp van aardgas gedroogd werd.

Uitbreiding van warmtelevering bij de referentie-installatie

Als referentie-installatie is warmtelevering bij AVI's genomen. De productiekosten van warmtebenutting bij bestaande vergistingsinstallaties liggen naar inzicht van ECN en KEMA op een vergelijkbaar niveau, ofschoon de installaties technisch onvergelijkbaar zijn. Door warmtelevering neemt het rendement van een AVI toe. Het rendement van een AVI is tegenwoordig een criterium of een AVI voldoet aan de Europese eisen voor nuttige toepassing, de zogeheten R1-status. Het hebben van een R1-status is van belang bij aanbestedingen van afval, waar onder andere beoordeeld wordt op energetisch rendement. Het is tevens een harde voorwaarde voor import van brandbaar afval.

Het verhogen van het rendement van AVI's door warmtelevering is een trend van de laatste jaren. Diverse AVI's hebben al warmte- of stoomlevering gerealiseerd of hebben verregaande plannen om deze projecten te realiseren. In de SDE-regeling werd het verhogen van het rendement gestimuleerd door de AVI-staffel. Bestaande SDE-beschikkingen zijn daarbij nog gebaseerd op de AVI-staffel. Daarom heeft dit advies heeft betrekking op alle bestaande AVI's, uitgezonderd de installaties met een SDE-beschikking.

In de nieuwe categorie, uitbreiding warmtelevering, wordt het uitkoppelen van extra warmte gestimuleerd. Voor extra warmtelevering vanuit AVI's zijn extra uitkoppelingskosten benodigd voor het uitkoppelen van warmte, zoals warmtewisselaars. Kosten voor de distributie van warmte of stoom zijn geen onderdeel van de berekening van de onrendabele top van de referentie-installatie. Als referentie-grootte is een uitkoppeling van 20 MW_{th} aangehouden, met 4000 vol-lasturen warmtelevering per jaar. Bij warmtelevering wordt minder electriciteit geproduceerd. Dit wordt verrekend met een factor van 0,25 MW_e bij levering van 1 MW_{th} warmte, zie Tabel 6.21 voor de overige parameters.

Tabel 6.21 *Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande projecten*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	20
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	250
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	3
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	4,3
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	0

6.7.2 Verlengde levensduur vergisting

De categorie van verlengde levensduur van vergisting heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan eerdere financiële ondersteuning is afgelopen. Dergelijke installaties komen in de praktijk stil te staan, terwijl zij de productie van duurzame energie in veel gevallen met geringe steun zouden kunnen voortzetten. Op aangeven van het Ministerie van EL&I is gerekend met een warmteafzet van 4000 vollasturen, gelijk aan de warmteafzet bij nieuwe projecten. In tegenstelling tot het conceptadvies, is gerekend met een nieuwe beschikkingsduur van 12 jaar. Vanwege deze langere duur, hebben ECN en KEMA gerekend met gehele vervanging van de gasmotor à 500 €/kW. Deze kosten zijn ondergebracht in de O&M-kosten.

Tabel 6.22 *Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting*

		Eindadvies 2012 Allesvergisting	Eindadvies 2012 Mestcovergisting
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,2	2,2
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,8	0,8
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,0	1,0
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37	37
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	-
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	0	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	148,5	148,5
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	3,4
Brandstofprijs	[€/ton]	25	31
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0	0,5

Vergistingsinstallaties kunnen er ook voor kiezen om niet de gasmotor te vervangen, maar om de installatie aan te sluiten op een groengashub, zodat niet langer elektriciteit maar groen gas geproduceerd wordt. In Tabel 6.23 staan de technisch-economische parameters van ruwbiogasproductie uit bestaande alles- en mestcovergisters.

Tabel 6.23 *Technisch-economische parameters allesvergisting (groengashub)*

		Eindadvies 2012 Allesvergisting	Eindadvies 2012 Mestcovergisting
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	370	370
Vollasturen	[h/a]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5	5
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,12	0,12
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,07	0,07
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	0	0
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	150	150
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	25	31
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	0	0,5
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	350	350
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	35	35
Rendement gaszuivering	[% methaan]	100	100
Productiekosten ruw biogas	[€/Nm ³]	33,0	39,9
Basisbedrag (incl. 15,2 €/t/Nm ³ hub)	[€/Nm ³]	48,2	55,1

6.7.3 Verlengde levensduur verbranding

Ook de categorie voor verlengde levensduur van verbrandingsinstallaties heeft betrekking op projecten waarvoor eerdere financiële ondersteuning tot een einde is gekomen, met uitzondering van meestook van biomassa. De technisch-economische parameters van Tabel 6.24 zijn gebaseerd op enkele projecten waarvoor de ondersteuning reeds is afgelopen, of waarbij dit binnenkort het geval zal zijn. Voor de brandstofprijs is aansluiting gezocht bij de brandstofprijs voor nieuwe projecten (zie Paragraaf 5.2.2). Voor de verlengde levensduur worden renovatiekosten niet beschouwd. Op aangeven van het Ministerie van EL&I is gerekend met een warmteafzet van 4000 vollasturen, gelijk aan de warmteafzet bij nieuwe projecten.

Tabel 6.24 *Technisch-economische parameters verlengde levensduur verbranding*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	85
Elektrisch vermogen	[MW _e]	20
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	50
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	23,5
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1:4
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	80
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9
Brandstofprijs	[€/ton]	45
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0

6.8 Waterkracht

Het verval van rivieren in de Nederlandse delta is gering. Bestaande kunstwerken in rivieren zijn geschikt om valhoogte te creëren die benut kan worden in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert deze doorgaans van 3 tot 6 meter, maar hij kan oplopen tot 11 meter in uitzonderlijke situaties. Voor kleinschalige waterkracht zijn twee referentie-installaties bepaald (valhoogte < 5 m en valhoogte > 5 m). De potentiële projecten binnen de categorie waterkracht kennen een grote spreiding in investeringskosten en bijhorende basisbedragen. Daarom zijn de basisbedragen in dit advies gebaseerd op specifieke projecten waarbij het realisatiepotentieel en de kosten bepalend zijn geweest voor selectie.

Een inventarisatie van initiatieven op het gebied van waterkracht heeft geleid tot een aanpassing van de referentie-installatie voor de categorie ‘Valhoogte < 5 meter’ ten opzichte van het advies voor SDE 2011 (Lensink *et al.*, 2010). Voor de categorie ‘Valhoogte > 5 meter’ is de referentie-installatie onveranderd gebleven. De technisch-economische parameters van de referentie-installaties voor waterkracht zijn samengevat in Tabel 6.24 en Tabel 6.25.

Tabel 6.25 *Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte kleiner 5 meter*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	0,5
Investeringskosten	[€/kW _e]	5900
Vollasturen	[h/a]	7000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	210
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

Tabel 6.26 *Technisch-economische parameters waterkracht met valhoogte groter dan 5 meter*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	2,8
Investeringskosten	[€/kW _e]	2440
Vollasturen	[h/a]	4800
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	84,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

6.9 Windenergie

Voor 2012 heeft het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie ECN en KEMA gevraagd het basisbedrag voor wind op land en voor wind in meer te differentiëren naar lokaal windaanbod. Dit houdt in dat er geen algemeen basisbedrag van toepassing is op alle locaties, maar dat het basisbedrag afhankelijk is van de potentiële opbrengst van een specifieke windturbine op een specifieke locatie. Tariefdifferentiatie maakt het mogelijk om beter aan te sluiten bij werkelijke kosten van windenergie. Zodoende voorkomt differentiatie overstimulering van projecten op (zeer) windrijke locaties en vergroot differentiatie het aantal potentiële projectlocaties door ook minder windrijke locaties te ontsluiten. De volgende differentiatieformule wordt geadviseerd om het basisbedrag te bepalen (zie ook (Luxembourg *et al.*, 2011):

$$\text{Basisbedrag} = \alpha + \frac{\beta}{Q^*}$$

Hierin zijn α en β schalingsparameters en geeft Q^* de verhouding aan tussen de verwachte productie en de referentieproductie. De verwachte productie wordt bepaald aan de hand van het lokale windaanbod (windsnelheidsfrequentieverdeling) op ashoogte en de vermogenscurve van de windturbine. De referentieproductie komt overeen met de productie van dezelfde windturbine (inclusief ashoogte) op een fictieve referentielocatie. De netto referentieproductie gaat uit van 10% verliezen ten opzichte van de bruto referentieproductie. Deze verliezen worden veroorzaakt door niet- beschikbaarheid, parkeffecten en elektrische verliezen.

Uitgangspunten voor deze referentielocatie staat in Tabel 6.27, zie ook Paragraaf 6.8.3.

Tabel 6.27 *Karakteristieken windprofiel*

	wind op land	wind in meer
Gemiddelde windsnelheid op 100 meter:	7,5 m/s	9,0 m/s
Vormfactor Weibull-verdeling	2,35	2,35
Ruwheidslengte	0,1 m	0,01 m

Wind op land

Om tot het basisbedrag voor windenergie op land te komen, zijn verschillende windturbines met bijbehorende investeringen gebruikt. Hiervoor is van meerdere turbineleveranciers informatie ontvangen, die door ECN en KEMA zijn aangevuld met andere uit de markt ontvangen gegevens. Voor het berekenen van de differentiatieformule is uitgegaan van turbinespecifieke kosten. Bovenop de turbineprijs zijn bijkomende kosten geraamd van 27% voor fundatie (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, grondverwervingskosten, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. Op verzoek van marktpartijen hebben ECN en KEMA een herijking uitgevoerd, of een vast percentage van 27% voor alle turbines wel een adequate raming is. Deze herijking heeft niet geleid tot aanpassing van de berekening.

De variabele kosten bestaan uit garantie- en onderhoudscontracten en worden geraamd op ongeveer 1 €ct/kWh, waar bovenop inflatie van 2%/jaar wordt gerekend. In tegenstelling tot het conceptadvies zijn deze kosten turbinespecifiek doorgerekend. De vaste jaarlijkse kosten zijn 15,3

€/kW voor kosten als WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, opstalvergoeding, beheer en land- en wegenonderhoud. Voor de grondkosten is een bedrag gehanteerd van 0,53 €/kWh.

Niet alle turbines lenen zich voor alle locaties in Nederland. Turbines met IEC-klasse III worden niet geplaatst bij hoge windsnelheden vanwege te hoge belasting. Windturbines met een gemiddelde windsnelheid tot 7,5 m/s kunnen volstaan met een klasse III, tot 8,5 m/s met klasse II. Voor locaties met hogere gemiddelde windsnelheden zal turbineklasse I gebruikt worden. Daarom is de opbrengst van een windturbine berekend met een maximaal haalbare windsnelheid per turbineklasse. Turbines met een hogere IEC-klasse vragen een grotere investering. In windarme gebieden kan volstaan worden met turbines met IEC-klasse II of III. Daarom zijn in de berekening van de differentiatieformule IEC klasse I-turbines niet beschouwd in windarme gebieden. Marktpartijen hebben aangegeven dat enkele geplande projecten wel klasse I-turbines op het oog hebben voor windarme gebieden. ECN en KEMA zien die keuze als een neveneffect van de vollasturesystematiek die de afgelopen jaren in gebruik is geweest. Enkel voor de SDE+-regeling van 2012 zou een uitzondering gemaakt kunnen worden om die projecten doorgang te kunnen laten vinden ondanks de aanpassing van de systematiek. Omwille van continuïteit van de SDE+-regeling, hebben ECN en KEMA gekozen om de berekening in dit advies op dezelfde principes te baseren als de berekening in komende jaren. Daarom zijn klasse I-turbines op windarme gebieden *niet* meegewogen in dit eindadvies.

Wind in meer

Informatie over de productiekosten van windprojecten in meer is schaars, net als het aantal turbines dat aangeboden wordt voor zulke projecten. Daardoor bevat de differentiatieformule voor wind in meer inherent onzekerheid, waardoor in toekomstige jaren grotere verschuivingen in de differentiatieformule voor wind in meer te verwachten zijn dan die voor wind op land. Ten aanzien van de O&M-kosten is gerekend met 15,3 €/kW per jaar en 2,23 €/kWh, inclusief een afdracht voor plaatsing in het water van 0,53 €/kWh.

Differentiatieformules

Het basisbedrag voor windenergie is afhankelijk van de opbrengst van de specifieke windturbine en het advies luidt om deze als volgt vast te stellen:

$$\text{Basisbedrag wind op land} = 2,0 + 6,7/Q^*$$

$$\text{Basisbedrag wind in meer} = 2,5 + 8,0/Q^*$$

In Figuur 6.1 wordt het basisbedrag per kWh weergegeven als functie van Q^* (de verhouding van de werkelijke productie en de referentieproductie). Een hogere waarde voor Q^* correspondeert op hoofdlijnen met een hoog windaanbod en een laag basisbedrag. In windarme gebieden zal op hoofdlijnen de Q^* een lage waarde hebben en zal het basisbedrag hoger liggen.

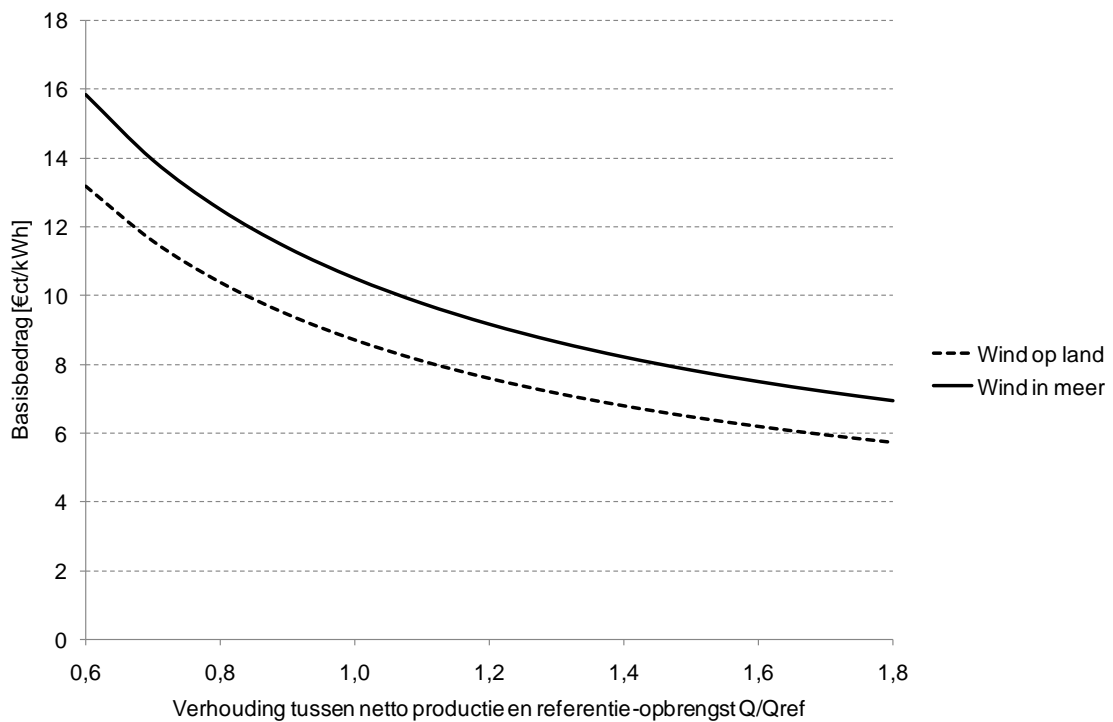
Als de kostenparameters in dit advies doorgerekend zouden worden met de in het afgelopen jaren gehanteerde systematiek, inclusief de berekening van de grondkosten als in voorgaande jaren, dan zouden de basisbedragen uitkomen op:

9,6 €/kWh met 2200 vollasturen voor wind op land < 6 MW;

9,6 €/kWh met 3000 vollasturen voor wind op land > 6 MW en

12,3 €/kWh met 3100 vollasturen voor wind in meer.

Merk op dat deze bedragen, vanwege de verschillen in subsidiabele productie, niet direct te vergelijken zijn met de basisbedragen die tot stand komen middels de differentiatiesystematiek.



Figuur 6.1 Relatie tussen basisbedrag en $Q^* = Q/Q_{ref}$ ⁵

6.10 Diepe geothermie

Geothermische warmte

Als referentie-installatie is een installatie aangenomen die geothermische warmte levert aan een bestaand afstandsverwarmingsnetwerk. Aangenomen wordt dat het benodigde temperatuurniveau van 100°C is bij een geothermische bron (de aquifer) op 3000 meter diepte en een gradiënt van 30°C per km. De geothermische bron bestaat uit een doublet (een productie- en een injectieput) met een debiet van 125 m³/uur en een vermogen van 6,6 MW_{th}. In (Lensink *et al.*, 2011) was het debiet geschat op 138 m³/uur, maar dit wordt als relatief optimistisch beschouwd. Een debiet van 125 m³/uur is enerzijds gebaseerd op het gemiddelde debiet van de tot nu toe gerealiseerde geothermische warmteprojecten in Nederland en anderzijds op de overweging dat het debiet afneemt met de diepte.

De investeringskosten van het doublet en de bovengrondse installatie zijn € 14,5 miljoen, wat overeenkomt met € 2200/kW_{th}. Dit is hoger dan het bedrag van € 13,9 miljoen berekend in (Lensink *et al.*, 2011) en € 13,4 miljoen in (Lako *et al.*, 2011). Koolwaterstoffen moeten worden afgevangen en om veiligheidsredenen zijn grotere marges (voor de maximale druk) vereist. Daarom zijn de boorkosten met € 1,0 miljoen verhoogd van (oorspronkelijk) € 10,5 miljoen tot € 11,5 miljoen. De overige kosten, onder andere voor de bovengrondse installatie maar ook de premie voor de garantieregeling zijn vanwege de hogere boorkosten met € 0,1 miljoen verhoogd tot € 3,0 miljoen. Dit brengt de totale investeringskosten op € 14,5 miljoen. Rekening houdend met de capaciteit van de geothermische bron van 6,6 MW_{th}, komen de specifieke investeringskosten uit op €2200/kW_{th}.

Evenals in (Lensink *et al.*, 2011) wordt het aantal vollasturen geschat op 7500, iets lager dan de 8000 in (Lako *et al.*, 2011). Het zal namelijk niet altijd mogelijk zijn om de geothermische bron in basislast in te zetten, omdat het benodigde warmtevermogen in de zomer minder kan zijn dan

⁵ Merk op dat bij toepassing van dezelfde turbine een $Q^*=1$ bij wind op land met een andere windsnelheid correspondeert dan een $Q^*=1$ bij wind in meer. Daardoor is een directe vergelijking tussen beide curves geen goede maat voor de relatieve meerkosten van wind in meer.

6,6 MW_{th}. Wel blijft de referentie toegesneden op een relatief groot afstandsverwarmingsproject.

De vaste O&M-kosten worden geschat op 1,5% van de investeringskosten. Rekening houdend met de verhoogde investeringskosten, komt dit overeen met € 33/kW_{th} per jaar. De variabele O&M-kosten, die voortvloeien uit de benodigde pompenergie, uitgaande van een COP⁶ van 20 en elektriciteitskosten van 14 €/kWh, zijn € 1,90/GJ warmte - evenals in (Lensink *et al.*, 2011). Voor de technisch-economische parameters van geothermische warmte wordt verwezen naar Tabel 6.28. Als controleberekening is een installatie in de glastuinbouw beschouwd. Zo'n installatie kan met een lager temperatuurniveau werken, waardoor er minder diep en dus goedkoper geboord kan worden. Wel wordt de warmtelevering beperkt tot 5500 vollasturen door toepassing in de glastuinbouw. Het resulterende basisbedrag voor geothermie in de glastuinbouw is 11,0 €/GJ voor maximaal 5500 vollasturen en voor geothermie in de stadsverwarming 10,9 €/GJ voor maximaal 7000 vollasturen. Een gezamenlijke categorie met een bedrag van 10,9 €/GJ is naar inzicht van ECN en KEMA voldoende om initiatieven in beide beschouwde sectoren tot ontwikkeling te laten komen.

Tabel 6.28 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (warmte)*

		Eindadvies 2012	Controleberekening glastuinbouw
Inputvermogen	[MW _{th,input}]	6,6	4,8
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	5500
Investeringskosten	[€/kW _{th,input}]	2200	1750
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,input}]	33	26
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	1,9	1,9
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0	0
Brandstofprijs	[€/ton]	0	0
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0	0

Geothermische warmtekracht

De installatie voor geothermische warmtekracht is een variant op de referentieinstallatie in (Lako *et al.*, 2011), gebaseerd op een doublet en een diepte van de hydrothermale bron van 4000 m. De referentie-installatie in (Lako *et al.*, 2011) gaat uit van conservatieve aannames die leiden tot hoge kosten voor de geothermische warmte en elektriciteit (warmtekracht). In de hier gekozen variant zijn voor twee parameters gunstiger uitgangspunten gekozen, namelijk:

- Temperatuur 150°C in plaats van 130°C (35°C per km in plaats van 30°C per km).
- Debiet 200 m³/uur in plaats van 150 m³/uur.

Wijzigingen in deze parameters zijn doorgerekend in (Lako *et al.*, 2011). Hier worden gewijzigde parameters gecombineerd in een enkele variant, die als realistischer wordt beschouwd. Er wordt aangenomen dat de warmte wordt geleverd aan een afstandsverwarmingsnetwerk met een temperatuurniveau van 75°C. Het vermogen van de geothermische bron is hoger dan in (Lako *et al.*, 2011): 25,6 MW_{th} in plaats van 15,7 MW_{th}. Het netto elektrisch vermogen van de ORC wordt geschat op 2 MW_e, wat overeenkomt met een netto rendement van ca. 8%. Het aantal vollasturen voor elektriciteit is aangenomen op 8000 uur/jaar. Het warmtevermogen voor de afstandsverwarming bedraagt 10 MW_{th}, wat overeenkomt met een thermisch rendement van 39%. Het aantal vollasturen voor warmtelevering is 4000 uur/jaar. Voor de technisch-economische parameters wordt verwezen naar Tabel 6.29.

⁶ De Coefficient of Performance (COP) geeft de verhouding weer tussen de geproduceerde geothermische energie en de benodigde pompenergie. Een COP van 20 wordt onder Nederlandse geologische condities als redelijkerwijs haalbaar beschouwd.

Tabel 6.29 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (WKK)*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	25,6
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	10
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	7,8
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		0
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1130
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	49
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	0

Geothermische elektriciteit

De referentie voor geothermische warmtekracht vormt de basis voor de optie van elektriciteitsopwekking zonder warmtebenutting. Het voornaamste verschil is dat het temperatuurtraject voor elektriciteitsopwekking loopt van 150°C als boventemperatuur tot 30°C als ondertemperatuur in plaats van 75° bij geothermische warmtekracht. Het elektrische vermogen is 3,5 MW_e in plaats van 2,0 MW_e. De totale investeringskosten zijn € 28,0 miljoen, ofwel € 8000/kW_e. Het aantal vollasturen is 8000 uur/jaar, de vaste O&M-kosten zijn € 565/kW_e per jaar en er zijn geen variabele O&M-kosten, zoals bij geothermische warmtekracht. Voor de technisch-economische parameters van geothermische elektriciteitsopwekking wordt verwezen naar Tabel 6.30.

Tabel 6.30 *Technisch-economische parameters diepe geothermie (elektriciteit)*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW _e]	3,5
Investeringskosten	[€/kW _e]	8285
Vollasturen	[h/a]	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	595
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

6.11 Warmte-koudeopslag

Voor warmte-koudeopslag is in het eindadvies een toepassing in de glastuinbouw beschouwd. Daarbij zijn vier referentie-installaties beschouwd, waarbij vooral de teelt verschilt. De inzet van warmte-koudeopslag in combinatie met (semi)gesloten kassystemen kan het energiegebruik in de glastuinbouw verduurzamen. De ontwikkeling van (semi)gesloten kassystemen voor de glastuinbouw is echter door tegenvallende meeropbrengsten en het rendabel inzetten van WKK-installaties achtergebleven ten opzichte van de oorspronkelijke doelstellingen (Platform Kas als Energiebron, 2010; Ruijs *et al.*, 2010). Delen van het concept voor de (semi)gesloten kassen zijn echter wel commercieel aantrekkelijk voor bepaalde teelten (Platform Kas als Energiebron, 2010; Ruijs *et al.*, 2010).

In de glastuinbouw kan met behulp van warmte-koudeopslag (WKO) overtollige zonnewarmte in kassen ('s zomers) worden opgeslagen in een aquifer en bij warmtevraag (bijvoorbeeld 's winters) worden ingezet. Warmtepompen, veelal elektrisch gedreven, brengen deze warmte op een bruikbaar temperatuurniveau voor de betreffende teelt. In de voorbeeldsituaties in (Ruijs *et al.*, 2010) zijn typische COP's voor elektrische warmtepompen gehanteerd van 4,2 tot 5,0 (Raaphorst, 2011). Het opslaan van overtollige zonnewarmte impliceert dat er met behulp van deze techniek gekoeld wordt. Voor teelten met een bestaande koudevraag is dit de belangrijkste

reden om in WKO te investeren. Door de koudevraag is de inzet van WKO zonder subsidieverlening vaak economisch al aantrekkelijk. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de teelt van phalaenopsis en fresia (Ruijs *et al.*, 2010). Er zijn echter veel teelten waar de meeropbrengsten ten gevolge van actieve koeling kleiner zijn dan de kosten voor investering, het verlies van opbrengsten uit WKK-installaties en additionele elektriciteitsinkoop. Bij deze teelten, waar momenteel geen koudevraag is, is de inzet van WKO niet rendabel. Dit is bijvoorbeeld de situatie voor tomaten- of rozenteelt (Ruijs *et al.*, 2010). Winning van zonnewarmte is in 2009 slechts ingezet bij 48 projecten in de glastuinbouw; een deel van deze projecten betreft WKO in de glastuinbouw. Gasgestookte WKK-installaties daarentegen domineren de warmteproductie (en elektriciteitsproductie) in de glastuinbouw (Van der Velden & Smit, 2010). Door de inzet van WKO in plaats van WKK zal het elektriciteitsgebruik op het bedrijf toenemen, terwijl het aardgasgebruik en de CO₂-emissie op het bedrijf zal afnemen (Ruijs *et al.*, 2010). Het effect van dit energiegebruik op de totale CO₂-emissie hangt af van de (centrale) opwekkingstechnologie voor de benodigde elektriciteit.

Een operationele subsidie voor teelten zonder bestaande koudevraag kan worden overwogen. Op de subsidie dient echter wel voor de gerealiseerde meeropbrengsten te worden gecorrigeerd, wat teeltspecifieke kennis van de verwachte productieverhoging, kwaliteitsverbetering en marktprijzen van het gewas vereist. Ook dient er rekening te worden gehouden met bestaande investeringssubsidies die van geval tot geval reeds (partieel) ingezet kunnen worden. Bestaande investeringssubsidies die gebruikt kunnen worden voor de financiering van WKO met teeltspecifieke extra technieken zijn de MEI, IRE, MIA, VAMIL en EIA (Ruijs *et al.*, 2010). Ook is het goed mogelijk dat teeltmethodes en technologieën doorontwikkeld worden, zodat de toepassing van WKO economisch aantrekkelijk wordt waar dat nu nog niet het geval is. Hierdoor kan overstimulering van WKO-technologie met een (operationele) subsidie ontstaan. Daarnaast wordt warmteproductie met WKO-technologie financieel geprikkeld door een operationele subsidie, terwijl de financiële prikkel om de warmtevraag te verminderen wordt verlaagd. Hierdoor kan overmatig elektriciteitsgebruik van de WKO-technologie ontstaan. Zoals reeds eerder is opgemerkt, zijn de meeropbrengsten teeltspecifiek. In Nederland wordt een veelheid aan gewassen in de glastuinbouw geteeld⁷ (LEI WUR, 2011). Teeltspecifieke kennis van WKO-technologie en eventuele meeropbrengsten per teelt, inclusief nicheteelten, is noodzakelijk om een gelijke verdeling van operationele subsidies te garanderen en eventuele verschuiving naar andere teelten ten gevolge van subsidieverlening te voorkomen.

In de praktijk concurreert WKO in de glastuinbouw met WKK-technologie. Momenteel wordt WKK-technologie gestimuleerd door vrijstelling op de energiebelasting op het ingekochte aardgas en het eigen verbruik van elektriciteit. Op elektriciteitsinkoop kent de glastuinbouw echter geen verlaagd energiebelastingtarief, wat voor elektrisch gedreven WKO technologie een financieel nadeel is ten opzichte van WKK-technologie. Verlening van operationele subsidie wordt gecompliceerd door teeltspecifieke variatie in kosten en meeropbrengsten. Er is hier gekozen om aan te sluiten bij recente inzichten omtrent de kostenstructuur voor tomaten- en rozenteelt zonder koudevraag en phalaenopsis- en fresiateelt met koudevraag, zoals beschreven in (Ruijs *et al.*, 2010).

In deze studie is voor alle teelten met uitzondering van fresiateelt, uitgegaan van een combinatie van WKO- en WKK-technologie: de WKO wordt ingezet voor basislast warmtevraag, terwijl een relatief kleinere WKK-installatie, dat wil zeggen met een kleiner vermogen dan in de referentiesituatie, aan de piekwarmtevraag en een deel van de elektriciteitsvraag kan voldoen (Raaphorst, 2011; Ruijs *et al.*, 2010). Het is belangrijk om op te merken dat bij deze kostenstructuur geen correctie is uitgevoerd voor bestaande (investering)subsidies, waar in ieder geval een deel van de betreffende technologieën voor deze teelten wel recht op heeft. De kosten voor de productie van warmte met WKO zijn bepaald ten opzichte van de productie van warmte met een WKK-installatie, met uitzondering van de fresiateelt waar de beperkte warmtevraag volle-

⁷ LEI WUR (2011): *land- en tuinbouwcijfers*, www.lei.wur.nl, 8 juli 2011.

dig wordt ingevuld met een ketel. In de investeringskosten is daarom een correctie op de vermeden kosten voor de referentie WKK-installatie reeds opgenomen. Ook andere vermeden investeringen conform (Ruijs *et al.*, 2010) zijn hierin opgenomen. In de vaste O&M-kosten zijn, naast de extra operationele kosten voor de installatie, ook de extra kosten voor additioneel energiegebruik, derving van WKK-opbrengsten en een correctie voor eventuele meeropbrengsten opgenomen conform (Ruijs *et al.*, 2010). Een nadere uitsplitsing naar de financiële consequenties is op basis van de rapportage momenteel niet uitvoerbaar, vanwege interacties van het vermeden gasverbruik ten opzichte van de referentie-WKK met een toegenomen inzet van de reserveketel en de spreiding van in- en verkoop van elektriciteit over dal- en piekperiodes.

In Tabel 6.33 en Tabel 6.34 is duidelijk zichtbaar dat er voor tomaten en rozen, naast de investering, positieve kosten zijn vermeld. Deze kosten worden voornamelijk bepaald door een forse toename van de elektriciteitsinkoop en derving van WKK-opbrengsten. Op deze teelten zal dus subsidie noodzakelijk zijn om een economisch rendabele case te creëren. Voor phalaenopsissteelt zijn de investeringskosten beperkt, ondanks het forse vermogen van de warmtepomp. Dit wordt veroorzaakt door vermeden investeringen in koelmachines. Het extra energiegebruik is ook beperkt, vanwege het hoge verbruik van elektriciteit in de referentiecasse door koelmachines. Het verschil in energiekosten voor phalaenopsis wordt dan negatief ten opzichte van de referentiesituatie door het vermeden gasverbruik. Ook de vaste operationele kosten worden lager dan bij de referentiesituatie door vermijding van relatief hoge onderhoudskosten aan zowel de WKK als de koelmachines. Hierdoor wordt het verschil in operationele kosten ten opzichte van bedrijfsvoering met WKK, zoals weergegeven in Tabel 6.33, negatief en zal het economisch rendabel zijn om WKO-technologie voor deze teelt te gebruiken. Ook voor fresiateelt, Tabel 6.34, zijn de investeringskosten relatief beperkt wat wordt veroorzaakt door het beperkte vermogen van de installatie en vermeden kosten van de koelmachine.

Zoals eerder besproken wordt WKK niet gebruikt in de referentiesituatie, maar wordt de beperkte warmtevraag ingevuld met een ketel (Raaphorst, 2011; Ruijs *et al.*, 2010). De operationele kosten zijn fors lager dan in de referentiesituatie, die wordt gekenmerkt door een hoog elektriciteitsverbruik door de koelmachine, en door vermeden gasverbruik. De meeropbrengsten voor fresiateelt dragen hier eveneens aan bij. Ook deze case laat een situatie zien waarin WKO-technologie economisch rendabel is (Ruijs *et al.*, 2010).

Tabel 6.31 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha tomatenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5040
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-
Vollasturen	[h/a]	2000
Elektrisch rendement	[%]	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,2
Warmteverlies levering	[%]	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	195,4
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	17,1
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	-

Tabel 6.32 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 8 ha rozenteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5640
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-
Vollasturen	[h/a]	2000
Elektrisch rendement	[%]	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,7
Warmteverlies levering	[%]	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	219,7
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	5,6
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	-

Tabel 6.33 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 4 ha phalaenopsisteelt, incl correctie vervanging WKK-technologie (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[kW _{th}]	5000
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-
Vollasturen	[h/a]	2000
Elektrisch rendement	[%]	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	5,0
Warmteverlies levering	[%]	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	73,1
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	-11,6
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	-

Tabel 6.34 *Technisch-economische parameters warmte-koudeopslag bij 3 ha fresiateelt (gebaseerd op Ruijs et al., 2010; Raaphorst, 2011)*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[kW _{th}]	846
Elektrisch vermogen	[kW _e]	-
Vollasturen	[h/a]	2000
Elektrisch rendement	[%]	-
Thermisch rendement (levering)	[COP]	4,7
Warmteverlies levering	[%]	-
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	110,4
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th}]	-84,5
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	-
Brandstofprijs	[€/ton]	-
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	-

6.12 Vergassing van biomassa

Een SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: vergassing, gasreiniging en gasopwaardering. In de vergassingsinstallatie wordt vaste biomassa omgezet in gasvormige brandstof, genaamd syngas of stookgas. In de gasreinigungssectie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Tenslotte wordt het gas opgewaarderd tot aardgaskwaliteit (SNG) waarna het als groen gas in het aardgasnet ingevoed kan worden.

Voor de referentie-installatie is uitgegaan van een commerciële installatie waarvan de techniek het stadium van kleinschalige demonstratie is gepasseerd. De referentie-installatie heeft een grootte van ca. 12 MW_{th} oftewel een productievermogen van 790 Nm³ SNG/uur. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien; wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De combinatie van een houtvergasser en een gasopwaarderingsinstallatie zorgt voor een complexe productie-installatie: daarom wordt uitgegaan van 7500 vollasturen per jaar. Zie Tabel 6.35 voor de technisch-economische parameters.

Tabel 6.35 *Technisch-economische parameters vergassing van biomassa*

		Eindadvies 2012
Referentie-grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	790
Vollasturen	[h/a]	7500
Interne warmtevraag	[% biogas]	0
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,20
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,07
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	14
Grondstofkosten	[€/ton]	25
Grondstofprijsofslag	[€/ton]	1
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	31400
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	2688
Rendement gaszuivering	[% methaan]	100

6.13 Zonthermisch

Voor zonthermische toepassingen, zoals bereiding van warm tapwater en zo mogelijk bijverwarming (koppeling met CV), bestaan diverse markten, zoals woningen, flatgebouwen, kantoorgebouwen en agrarische bedrijven. De benodigde temperatuur van het warme water is 65-80

°C. Hier wordt een grote zonneboilerinstallatie, zoals toegepast in de agrarische sector (kalvermesterij) als referentie gehanteerd. Het collectoroppervlak varieert van 132 tot 165 m². Het vermogen van de zonneboilerinstallatie wordt geschat op 0,7 kW_{th}/m². De investeringskosten per kW_{th} lopen uiteen van ca. € 700 tot € 720 per kW_{th}, de vaste O&M kosten van € 4,6 tot € 5,1 per kW_{th} en het aantal vollasturen van 637 tot 693 (functie van grootte van opslagsysteem en de warmtevraag).

De referentie zonneboilerinstallatie heeft een collector van 143,5 m² overeenkomend met 100 kW_{th} en 700 vollasturen. De investeringskosten zijn € 700 per kW_{th}, de vaste O&M-kosten € 5,0 per kW_{th}.

Tabel 6.36 *Technisch-economische parameters zonthermisch*

		Eindadvies 2012
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,1
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	700
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	700
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	5,0
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0
Brandstofprijs	[€/ton]	0
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0

6.14 Indicatieve berekeningen voor duurdere opties

6.14.1 Inleiding

In de adviesvraag van het Ministerie van EL&I is gevraagd om voor diverse categorieën een basisbedrag te adviseren. Mocht uit de initiële analyse blijken dat het basisbedrag significant boven de 15 €/kWh uitkomt, dan kan het advies volstaan met deze melding op basis van een indicatief basisbedrag. Een gedetailleerde berekening is daarmee overbodig, omdat het Ministerie wel geadviseerd kan worden om de opties toe te laten tot de vrije categorie. Het basisbedrag is daarbij afhankelijk van de fase waarin een aanvrager zijn aanvraag indient en bedraagt maximaal 15 €/kWh. In deze paragraaf worden alle categorieën behandeld, waarvoor dienovereenkomstig een indicatief basisbedrag is berekend.

6.14.2 Zon-PV > 15 kW_p

De invoering van de SDE+ betekent op een aantal punten specifiek voor de categorie zon-PV een verandering:

- Alleen voor Zon-PV systemen met een vermogen van groter dan 15 kW_p kan subsidie worden aangevraagd; de bovengrens van 100 kW_p is komen te vervallen.
- Zowel losstaande systemen als gebouwgebonden systemen komen in aanmerking voor subsidie.
- Het maximaal aantal vollasturen dat in aanmerking komt voor subsidie is verhoogd van 850 naar 1000.

In Nederland is een aantal van 1000 vollasturen bij optimale positionering op locaties met hoge zoninstraling (noordelijke kustgebieden) haalbaar. Het basisbedrag voor zon-PV > 15 kW_p ligt voor de SDE+-ronde van 2011 op 28 €/kWh. Dit ligt boven het maximale basisbedrag, waarmee zon-PV verwezen is naar de vrije categorie. Voor een inschatting van het kostenniveau van zon-PV voor de SDE+-openstelling van 2012 wordt uitgegaan van installatie eind 2013.

De laagste kostprijs voor zonnestroom kan worden gerealiseerd met vrijeveldinstallaties van grote omvang ($> 1 \text{ MW}_p$) vanwege schaalvoordelen en voordelig onderhoud. Het wegvallen van de bovengrens voor systeemgrootte en de eis van gebouwgebondenheid, maakt realisatie van dergelijke systemen onder de SDE+ mogelijk. In tegenstelling tot in Duitsland bestaat er in Nederland weinig ervaring met de aanleg van niet-dakgebonden zonne-installaties met een omvang van ruim boven de 100 kW_p . Om deze reden is de referentie-installatie voor zon-PV ten opzichte van 2011 niet gewijzigd: er wordt uitgegaan van een dakgebonden systeem van 100 kW_p . Daarnaast wordt echter een doorkijk gegeven naar het laagst mogelijk geachte kostenniveau.

Voordelige dakgebonden *turn key*-systemen met een omvang van 50-100 kW_p hebben in Nederland een prijsniveau van ongeveer 2100 €/kW_p (alle prijzen verder exclusief BTW). Op grond van de historische groeicurve voor zon-PV kan een leereffect van ongeveer 18% per verdubbeling van de productie worden verondersteld. Toepassing van een dergelijk leereffect en een groei van de wereldwijde PV-markt van ongeveer 20% per jaar, leidt tot een inschatting van de investeringskosten voor systemen tot 100 kW_p van 1780 €/kW_p gedurende de eerste helft van 2013. Dit correspondeert met een basisbedrag van $21,2 \text{ €ct/kWh}$. De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 6.37.

De huidige *factory gate*-prijzen en Duitse spotmarktprijzen voor Aziatische mono- en multikristallijne zonnepanelen liggen rond de 1250 €/kW_p (Photon International, 2011). Op grond hiervan is een ondergrens voor systeemprijzen van ongeveer 1850 €/kW_p te verwachten. De Duitse feed-intarieven voor systemen van meer dan 1 MW_p en vrije-veldinstallaties staan voor dergelijke investeringskosten een bescheiden rendement toe. Uitgaande van een dergelijk niveau van investeringskosten en een groeicurve met de hierboven genoemde parameters resulteert in een minimum systeemprijs van 1575 €/kW_p eind 2013. Dit zou corresponderen met een basisbedrag van ongeveer 19 €ct/kWh .

Op grond van de bovenstaande analyse is het niet waarschijnlijk dat zon-PV-systemen onder de SDE+ 2012 gerealiseerd kunnen worden tegen een kostenniveau van 15 €ct/kWh . Toch kan het voor sommige initiatieven aantrekkelijk zijn om SDE+ aan te vragen. Daarnaast is er voor de kleinzakelijke gebruikersgroep sprake van dat het correctiebedrag afwijkt van de gemiddelde inkoopprijs voor elektriciteit voor de groep. Dit heeft een mogelijke verbetering van de haalbaarheid tot gevolg. Het correctiebedrag voor de categorie zon-PV is gebaseerd op de APX_{peak}-prijsindex.

Hoewel het corresponderende basisbedrag nu boven de 15 €ct/kWh uitkomt, adviseren ECN en KEMA ook in komende jaren het prijsniveau van zon-PV-systemen te monitoren. De prijsontwikkelingen, mede ten gevolge van (wisselend) internationaal beleid, kunnen volatiel zijn.

Tabel 6.37 *Technisch-economische parameters zonPV > 15 kW_p*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	0,1
Investeringskosten	[€/kW _e]	1780
Vollasturen	[h/a]	1000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	-
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,021

6.14.3 Wind op zee

De referentie-installatie voor wind op zee is gekozen als een 300 MW windpark buiten de 12-mijlszone. Hiermee correspondeert de referentie-installatie in grote mate met de parken die vergunningen hebben ontvangen. De kostenindicatie is gebaseerd op de kostenramingen die voortvloeiend uit de 950 MW-tender zijn gemaakt (Lensink *et al.*, 2009). De kosten van wind op zee zullen op termijn dalen, maar deze daling zal naar verwachting niet voor 2015 significant inzet-

ten (Greenacre *et al.*, 2010). Daarmee blijven de productiekosten naar verwachting boven de 15 €/kWh liggen, zie Tabel 6.38.

Hoewel het corresponderende basisbedragen nu boven de 15 €/kWh uitkomt, adviseren ECN en KEMA ook in komende jaren het prijsniveau van wind op zee te monitoren. Verschillende parken zijn in binnen- en buitenland in ontwikkeling en door de sterk toenemende ervaring in de wind-op-zeesector kunnen de kosten voor 2020 significant dalen.

Tabel 6.38 *Technisch-economische parameters wind op zee*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	300
Investeringskosten	[€/kW _e]	4000
Vollasturen	[h/a]	4000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	150
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-

6.14.4 Energie uit vrije stroming

Voor dit advies is voornamelijk gekeken naar *inshore* vrijegetijdenstromingsenergie; hierbij gaat het om projecten die gerealiseerd worden in of nabij kunstwerken zoals zeekeringen of halfdoorlatende dammen en die gebruik maken van de aanwezige getijdenwerking. Sinds het advies in het kader van de SDE 2011 (Lensink *et al.*, 2010) zijn geen projecten in deze categorie gerealiseerd. Er wordt een aantal pilotprojecten gepland die mogelijk in 2012 een beschikking kunnen aanvragen. De referentie-installatie is gebaseerd op een aantal projecten die volgens de sector op korte termijn in aanmerking komen voor realisatie en is daarmee onveranderd ten opzichte van het advies voor SDE 2011. Het gaat hier om pilotprojecten die volgens de sector met adequate productiesubsidie commercieel te exploiteren zijn. De technologie van vrije-stromingsturbinen staat aan het begin van commercialisatie; dit maakt dat investerings- en O&M-kosten relatief hoog uitvallen. Het is niet de verwachting dat projecten in de categorie ‘Energie uit vrije stroming’ rendabel gerealiseerd kunnen worden voor het maximale basisbedrag van 15 €/kWh.

Naast *inshore* vrijegetijdenstromingsenergie vormt ook de inzet van vrijestromingsturbinen in rivieren en kanalen bij sluizen een mogelijke toepassing binnen de categorie ‘Energie uit water’. Ook voor deze toepassing geldt dat het maximale basisbedrag van 15 €/kWh ontoereikend is voor rendabele exploitatie. De technisch-economische parameters in Tabel 6.39 zijn gebaseerd op *inshore* vrijegetijdenstromingsenergie. Initiatieven binnen de categorie ‘Energie uit water’ zijn divers, qua technologie en toepassing. Onder de SDE+ zullen ‘Energie uit water’-projecten alleen kunnen indienen binnen de vrije categorie voor een basisbedrag van maximaal 15 €/kWh. Om ondanks de aftopping op 15 €/kWh toch beter aan te sluiten bij individuele projecten binnen de categorie ‘Energie uit water’, hebben ECN en KEMA een andere installatie dan voorheen als referentie gebruikt. Deze referentie kent een lager basisbedrag bij meer vollasturen.

Tabel 6.39 *Technisch-economische parameters energie uit vrije stroming*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	1,5
Investeringskosten	[€/kW _e]	5100
Vollasturen	[h/a]	2800
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	155
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

6.14.5 Osmose

Uit het potentiaalverschil tussen zoet en zout water kan energie (elektriciteit dan wel arbeid) worden opgewekt. Deze vorm van elektriciteitsopwekking, waaraan gerefereerd wordt met de begrippen osmose-energie en *Blue Energy* (in het Engels ook wel *salinity gradient power*), wordt geanalyseerd in (Lako *et al.*, 2010). De onderstaande kosten zijn hierop gebaseerd. Er zijn twee varianten van osmose-energie die in het onderzoek- en ontwikkelingsstadium zijn:

- Pressure-Retarded Osmosis, afgekort PRO, ontwikkeld door het Noorse Statkraft.
- Reverse ElectroDialysis, afgekort RED, ontwikkeld door het Nederlandse REDstack.

Pressure-Retarded Osmosis (PRO)

Pressure-Retarded Osmosis (PRO) is in het demonstratiestadium. De kosten van PRO bestaan uit diverse componenten zoals infrastructuur, membranen en elektriciteitsopwekking. In Nederland zal er soms een keuze zijn tussen opwekken van elektriciteit of het (gedeeltelijk) benutten van de mechanische energie om water op te pompen, bijvoorbeeld bij het spuien van water uit IJsselmeer bij de Afsluitdijk. Het grootste deel van het potentieel zal echter, ook in het geval van PRO, benut worden voor elektriciteitsopwekking.

In november 2009 opende Statkraft in Tofte aan het Oslofjord een PRO-prototype van 2-4 kW. De ontwikkelingskosten van de technologie bedragen tot nu toe \$18 miljoen. Hoe groter de zoet/zoutgradiënt is, des te efficiënter zal een PRO-centrale werken. Tegelijkertijd is het van belang dat het zeewater en het zoete water zo schoon mogelijk zijn.

Reverse ElectroDialysis (RED)

REDstack, een spin-off van Wetsus (Leeuwarden), richt zich op het ontwikkelen, opschalen en vermarkten van de RED-technologie (Post, 2009; Dlugolecki *et al.*, 2009). Ook in de Verenigde Staten wordt aan de RED-technologie gewerkt. Het potentieel bij de Afsluitdijk, met een spui-stroom van minimaal 200 m³/s, is ca. 200 MW. Het potentieel bij IJmuiden, waar het Noordzee-kanaal uitmondt in de Noordzee, wordt geschat op 5-7 MW.

Een bijzonderheid van Blue Energy (zowel PRO als RED) is dat de installatie een groot aantal uren per jaar in bedrijf kan zijn. Het aantal vollasturen kan zelfs 8000 uur per bedragen. Een hoge capaciteitsfactor is alleen haalbaar in het commerciële stadium.

Voor deze opties geldt dat ze in het stadium van onderzoek, ontwikkeling en demonstratie (prototype) zijn. ECN en KEMA schatten de investeringskosten van een installatie (PRO of RED) van 10 MW_e in 2020 op € 7110/kW_e. Het is technisch en economisch echter niet haalbaar om nu een installatie van meer dan 1 MW_e te realiseren, omdat techniekontwikkeling stapsgewijs verloopt. Wanneer wordt gerekend met een schaalfactor overeenkomend met een vermogenscoëfficiënt van 0,8 tot 0,9, nemen de investeringskosten toe tot € 36000/kW_e. De overige aannames (onderhouds- en bedieningskosten en aantal vollasturen) is gelijk verondersteld aan die van de installatie van 10 MW_e.

Mogelijkerwijs komt nog een andere optie beschikbaar, de 'hydrocratic generator'. Wader LLC (VS) ontwikkelt deze technologie in eerste instantie voor zeewaterontzilting. De technologie kan ook worden toegepast voor of in combinatie met 'salinity gradient power' (Jones en Finley, 2003).

Tabel 6.40 *Technisch-economische parameters osmose*

		Eindadvies 2012
Installatiegrootte	[MW]	1
Investeringskosten	[€/kW _e]	36000
Vollasturen	[h/a]	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	130
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

7. Overzicht basisbedragen

Op basis van de technisch-economische parameters van de verschillende opties, zie hoofdstuk 6, zijn met behulp van kasstroommodellen de basisbedragen berekend. Deze modellen zijn te raadplegen op <http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/hernieuwbare-energie/projecten/sde/sde-2012/>.

In Tabel 7.1 staat het overzicht van de basisbedragen in dit eindadvies voor vergisting van biomassa. Bij hubtoepassingen valt op dat er vooral bij WKK-hubs een duidelijk kostenvoordeel door schaalvergroting waarneembaar is. Voor warmte- en groengashubs is het kostenvoordeel, indien überhaupt aanwezig, gering. In de praktijk kan een hubaansluiting voor een individuele vergister wel degelijk een kostenvoordeel inhouden, bijvoorbeeld omdat de vergister slecht gesitueerd is ten opzichte van het gasnet. Daar waar een gering verschil in basisbedragen berekend is, zoals bij hubs en bij warmteketels, adviseren ECN en KEMA te overwegen om categorieën samen te voegen omwille van eenvoud van de SDE+-regeling.

Voor AWZI/RWZI is het basisbedrag duidelijk gestegen ten opzichte van eerdere adviezen. De reden voor deze stijging is, dat ECN en KEMA hebben gekeken naar waterzuiveringsinstallaties waar met behulp van hydrolyse op basis van thermische druk meer biogas kan worden geproduceerd dan in de huidige installaties gangbaar is. Deze keuze is gemaakt op basis van gesprekken met marktpartijen die aangaven dat er nog onbenut potentieel bij waterzuiveringsinstallaties aanwezig was, dat met de basisbedragen uit eerdere jaren niet economisch winbaar was.

Tabel 7.1 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor vergisting van biomassa*

	Hub	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen*	Warmtekrachtverhouding
Allesvergisting (zelfstandig)	nee	<i>Warmte</i>	14,8	[€/GJ]	7000	-
	nee	<i>WKK</i>	27,3	[€/GJ]	8000 / 4000	0,65
	nee	<i>Groen gas</i>	59,2	[€/Nm ³]	8000	-
Allesvergisting (hubtoepassing)	ja	<i>Warmte</i>	15,1	[€/GJ]	7000	-
	ja	<i>WKK</i>	19,2	[€/GJ]	8000 / 4000	0,53
	ja	<i>Groen gas</i>	60,5	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (zelfstandig)	nee	<i>Warmte</i>	17,7	[€/GJ]	7000	-
	nee	<i>WKK</i>	30,8	[€/GJ]	8000 / 4000	0,65
	nee	<i>Groen gas</i>	72,9	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (hubtoepassing)	ja	<i>Warmte</i>	18,4	[€/GJ]	7000	-
	ja	<i>WKK</i>	22,5	[€/GJ]	8000 / 4000	0,53
	ja	<i>Groen gas</i>	70,8	[€/Nm ³]	8000	-
AWZI/RWZI (thermischedrukhydrolyse)	nee	<i>Elektriciteit</i>	9,6	[€/kWh]	8000	-
Stortgas	nee	<i>WKK</i>	22,1	[€/GJ]	6500 / 1000	0,15
	nee	<i>Groen gas</i>	37,1	[€/Nm ³]	6500	-
Allesvergisting (verlengde levensduur)	nee	<i>WKK</i>	22,5	[€/GJ]	8000 / 4000	0,64
Allesvergisting (verlengde levensduur)	ja	<i>Groengas</i>	48,2	[€/Nm ³]	8000	-
Mestcovergisting (verlengde levensduur)	nee	<i>WKK</i>	25,9	[€/GJ]	8000 / 4000	0,64
Mestcovergisting (verlengde levensduur)	ja	<i>Groengas</i>	55,1	[€/Nm ³]	8000	-
Warmtebenutting bij bestaande installaties	nee	<i>Warmte</i>	<i>Zie onder 'thermische conversie van biomassa'</i>			

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmte nuttige toepassing.

De basisbedragen voor thermische conversie van biomassa staan in Tabel 7.2. Geadviseerd wordt om de categorie kleinschalige afvalverbranding niet open te stellen, omdat het basisbe-

drag lager is dan de verwachte basisenergieprijs. Hierdoor kan de SDE+-regeling voor deze categorie ook niet meer als vangnetregeling functioneren. Voor vergassing van biomassa is een grootschalige installatie beschouwd. Nieuwe projecten kunnen eerst een demonstratiekarakter hebben en daardoor duurder uitvallen. Het basisbedrag is daarentegen het representatieve kostenniveau bij grootschalige uitrol.

Tabel 7.2 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor thermische conversie van biomassa*

	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen*	Warmtekrachtverhouding
Vergassing	<i>Groen gas</i>	97,5	[€/Nm ³]	7500	-
Verbranding kleiner dan 10 MW _e	<i>WKK</i>	38,2	[€/GJ]	8000 / 4000	2,44
Verbranding groter dan 10 MW _e	<i>WKK</i>	22,2	[€/GJ]	8000 / 7500	4,56
Ketel op vaste biomassa	<i>Warmte</i>	10,9	[€/GJ]	7000	-
Ketel op vloeibare biomassa	<i>Warmte</i>	20,8	[€/GJ]	7000	-
Kleinschalige afvalverbranding	<i>WKK</i>	16,7	[€/GJ]	8000 / 4000	0,75
Verlengde levensduur van verbrandingsinstallaties	<i>WKK</i>	18,7	[€/GJ]	8000 / 4000	1,82
Warmtebenutting bij bestaande installaties	<i>Warmte</i>	6,3	[€/GJ]	7000	-

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmte nuttige toepassing.

De niet-biomassa gerelateerde opties, ruwweg te categoriseren in de klassieke elementen van aarde, vuur, lucht en water, staan in Tabel 7.3. Opvallend is de grote spreiding in basisbedragen voor warmte-koudeopslag. WKO is in sommige gevallen al rendabel, maar niet alle gevallen of in alle sectoren. Het subsidiëren van de niet-rendabele opties kan prijsopdrijvend werken in de markt, waardoor bepaalde toepassingen die nu net wel rendabel zijn, minder of niet aantrekkelijk worden. Op grond van bovenstaande overwegingen adviseren ECN en KEMA om WKO niet in de SDE+-regeling op te nemen. Daarbij wordt opgemerkt dat zonder andere stimulering er wel goedkoop potentieel voor hernieuwbare warmte onbenut blijft, zeker ook maar niet uitsluitend in de glastuinbouwsector.

Voor windenergie, uitgezonderd wind op zee, zijn gedifferentieerde formules in het advies opgenomen. In de marktconsultatie hebben de grondkosten voor windprojecten veel aandacht gekregen.

Tabel 7.3 *Overzicht basisbedragen eindadvies 2012 voor overige opties*

	Energieproduct	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen*	Warmtekrachtverhouding
Bodemenergie en aardwarmte					
Warmte-koudeopslag	<i>Warmte</i>	-6 tot 10	[€/GJ]	2000	-
Diepe geothermie	<i>Elektriciteit</i>	19,2	[€/kWh]	8000	-
Diepe geothermie	<i>Warmte</i>	10,9	[€/GJ]	7000	-
Diepe geothermie	<i>WKK</i>	18,9	[€/GJ]	8000 / 4000	2,50
Windenergie					
Wind op land	<i>Elektriciteit</i>	2,0+6,7/Q*	[€/kWh]	variabel	-
Wind in meer	<i>Elektriciteit</i>	2,5+8,0/Q*	[€/kWh]	variabel	-
Wind op zee	<i>Elektriciteit</i>	16,0	[€/kWh]	4000	-
Energie uit water					
Laag verval (<5 m)	<i>Elektriciteit</i>	11,8	[€/kWh]	7000	-
Hoog verval (>5 m)	<i>Elektriciteit</i>	7,1	[€/kWh]	4800	-
Energie uit vrije stroming	<i>Elektriciteit</i>	25,5	[€/kWh]	2800	-
Osmose	<i>Elektriciteit</i>	49,3	[€/kWh]	8000	-
Zonne-energie					
Zon-PV (> 15 kW _p)	<i>Elektriciteit</i>	21,3	[€/kWh]	1000	-
Zonthermisch	<i>Warmte</i>	36,1	[€/GJ]	700	-

* Notatie bij WKK-opties : vollasturen elektriciteit / vollasturen warmtelevering.

Voor enkele categorieën liggen de berekende basisbedragen duidelijk boven 15 €/kWh, de bovengrens in de SDE+. Voor deze opties, te weten wind op zee, energie uit vrije stroming, osmose en zon-PV, zijn de basisbedragen gebaseerd op indicatieve berekeningen. De kostenontwikkelingen bij wind op zee en zon-PV zijn wel van dien aard, dat in komende jaren het betreffende basisbedrag alsnog onder de 15 €/kWh uit kan gaan komen.

De basisbedragen die in dit rapport genoemd staan, hebben betrekking op een representatieve installatie. In de praktijk zullen er situaties zijn waar de kosten hoger of lager uitvallen door lokale omstandigheden. In vergelijking met de basisbedragen van 2011 is te zien dat de basisbedragen voor veel biomassacategorieën lager uitvallen. Door de invoering van de SDE+ voor hernieuwbare warmte, wordt in dit eindadvies gerekend met een duidelijk grotere warmteafzet dan in eerdere jaren.

Afkortingen

AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BEC	Bioenergiecentrale
BEMS	Besluit emissie-eisen middelgrote stookinstallaties
CAR	<i>Construction all risk</i> , bouwverzekering
COP	<i>Coefficient of performance</i> , prestatiecoëfficiënt
EEG	<i>Erneurbare-Energien-Gesetz</i>
EIA	Energieinvesteringsaftrek
EL&I	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
ETS	<i>Emissions Trading System</i> , Emissiehandelssysteem
GvO	Garanties van oorsprong
IEA	Internationaal energieagentschap
IRE	Investeringsregeling in energiebesparing
LEI	Landbouw Economische Instituut
LT	Lagetemperatuurverwarmingsnet
MEI	Marktintroductie energieinnovaties
MER	Milieu-effectrapportage
MIA	Milieu-investeringsaftrek
O&M	<i>Operation&Maintenance</i> , Onderhoud&Beheer
ORC	Organische Rankine cyclus
OT	Onrendabele top
PS	Processtoom
SDE	Stimulering duurzame energieproductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas of Synthetic Natural Gas</i>
SPF	<i>Seasonal performance factor</i> , seizoensprestatiefactor
SV	Stadsverwarming
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmtekoudeopslag

Referenties

- Długolecki (2009): *Practical potential of reverse electrodialysis as process for sustainable energy generation*, Environmental Science & Technology, vol 43, nr 17, 2009.
- Jones, A.T., en W. Finley (2003): *Recent Developments in Salinity Gradient Power*, OceanUS Consulting, San Francisco, 2003.
- Lako, P., S.L. Luxembourg, L.W.M. Beurskens (2010): *Karakteristieken van duurzame energie in relatie tot de Afsluitdijk*, ECN-E--10-044, Petten, juni 2010.
- Lako, P., S.L. Luxembourg, B. in 't Groen (2011): *Geothermische energie en de SDE*, ECN-E--11-022, Petten, april 2011.
- Lensink, S.M., J. van Stralen en A. Wakker (2009): *Subsidie-aanvragen 950 MW tender (openbaar)*, ECN-BS--09-037, december 2009.
- Lensink, S.M., J.A. Wassenaar, S.L. Luxembourg, C.J. Faasen en M. Mozaffarian (2010): *Eindadvies basisbedragen 2011 voor elektriciteit en groen gas in het kader van de SDE-regeling*, ECN-E--10-082, september 2010.
- Lensink, S.M., J.A. Wassenaar, M. Mozaffarian, S.L. Luxembourg en C.J. Faasen (2011): *Basisbedragen in de SDE 2012, Conceptadvies ten behoeve van de marktconsultatie*, ECN-E--11-046, Petten, juli 2011.
- Luxembourg, S.L., X. van Tilburg, J.W. Cleijne en S.M. Lensink (2011): *Differentiatie als onderdeel van de SDE+ voor wind op land*, ECN, in voorbereiding.
- Mozaffarian, M., J.A. Wassenaar, S.M. Lensink (2011): *Hernieuwbare warmte in de SDE+ regeling*. Mei 2011, ECN-E-11-035.
- NWEA (2011): *NWEA voorstel SDE+ Wind op Land*, Utrecht, maart 2011.
- Photon International (2011): *The Solar Power Magazine*, juni 2011.
- Platform Kas als Energiebron (2010): *Jaarplan 2011*.
- Post, J.W. (2009): *Blue Energy: electricity production from salinity gradients by reverse electrodialysis*, PhD Thesis Wageningen University, november 2009.
- Ruijs, M.N.A., M.G.M. Raaphorst, Y. Dijkxhoorn (2010): *Meer mogelijkheden voor energiezuinige teeltconditionering - Economische perspectieven*, LEI WUR 2010-006, Wageningen, februari 2010.
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok en A.E. Pfeiffer (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit, Samenvattend overzicht van een mogelijke categorisatie en producentenvergoedingen*, ECN-C--02-088, Petten, november 2002.
- Sambeek, E.J.W. van, H.J. de Vries, A.E. Pfeiffer en J.W. Cleijne (2004): *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties, Advies ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007*, ECN-C--04-101, november 2004.
- SenterNovem (2005): *Windkaart van Nederland op 100 m hoogte*, Utrecht, 2005.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian en E.A. Pfeiffer (2008a): *Technisch-economische parameters van groengasproductie 2008-2009: Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*, ECN-E--08-004, Amsterdam, januari 2008.
- Greenacre, P., R. Gross en P. Heptonstall (2010): *Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters - understanding the past and project the future*, UKERC, Londen, september 2010.
- Van der Velden, N., P. Smit (2010): *Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2009*. LEI WUR 2010-091, Wageningen, december 2010.