

Conceptadvies basisbedragen SDE+ 2015 voor marktconsultatie

Sander Lensink **(ECN)**
Christine van Zuijlen **(ECN)**
Anne-Marie Taris **(DNV GL)**
Gerben Jans **(DNV GL)**
Marc Londo **(ECN)**
Ronald Meijer **(DNV GL)**

Mei 2014
ECN-E--14-025

Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met DNV GL en TNO en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. De samenwerking met TNO heeft betrekking op de geothermie gerelateerde adviezen. Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.2811. Contactpersoon voor het project is Sander Lensink (lensink@ecn.nl).

Aan dit rapport hebben de volgende personen tevens meegeschreven: Luuk Beurskens, Michiel Hekkenberg, Hamid Mozaffarian en Arjan Plomp (ECN).

Aan het onderzoek is tevens meegewerkt door Paul Franck, Koen Broess (DNV GL), Bart in 't Groen (DNV GL), Harmen Mijnlief (TNO) en Paul Lako (ECN). De auteurs danken hen voor hun inbreng.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs, ECN and DNV GL have studied the cost of renewable energy production. This cost assessment for various categories is part of an advice on the subsidy base rates for the feed-in support scheme SDE+. This report contains a draft advice on the cost of projects in the Netherlands targeted for realization in 2015. The options advice covers installation technologies for the production of green gas, biogas, renewable electricity and renewable heat. This draft advice has been written to facilitate the market consultation on the 2015 base rates. The open market consultation is to be held in July 2014.

Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	5
1	Inleiding	9
2	Proces en uitgangspunten	10
2.1	Proces	10
2.2	Werkwijze en uitgangspunten	11
3	Prijzen voor elektriciteit en biomassa	14
3.1	Elektriciteitsprijzen	14
3.2	Biomassaprijzen	14
4	Nieuwe categorieën in de SDE+2015	20
4.1	Bij- en meestook van biomassa in kolencentrales	21
4.2	Warmte, houtpellets	28
4.3	Gecombineerde opwekking, houtpellets	29
4.4	Bestaande thermische conversie van biomassa ≤ 50 MWe, met lopende MEP-beschikking	30
4.5	Wind op dijklichamen	31
4.6	Golfslagenergie	32
5	Gewijzigde technisch-economische parameters t.o.v. SDE+2014	34
5.1	Wind op land, turbinevermogen < 6 MW en turbinevermogen ≥ 6 MW; wind in meer, water ≥ 1 km ² .	35
5.2	Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kW _p en aansluiting $>3 \cdot 80$ A	40
5.3	AWZI/RWZI	41
5.4	Geothermie	45
5.5	Biomassa vergassing ($\geq 95\%$ biogeen)	48
6	Ongewijzigde technisch-economische parameters t.o.v. SDE+2014	50
6.1	Energie uit water	51
6.2	Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	53
6.3	Allesvergisting	54
6.4	Vergisting en covergisting van dierlijke mest	56
6.5	Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	60
6.6	Ketels op vaste of vloeibare biomassa	62

6.7	Thermische conversie van biomassa	64
6.8	Bestaande installaties	65
7	Overzicht basisbedragen	71
	Afkortingen	75
Bijlagen		
A.	Hubs en productie van ruw biogas	76
A.1.	Inleiding	76
A.2.	Referentiesystemen productie ruw biogas	76
A.3.	Beschrijving referentie-WKK-hub	77
A.4.	Beschrijving referentie-warmtehub	77
A.5.	Beschrijving referentie-groengashub	78
B.	Rekenmethoden correctiebedragen	79



Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft advies gevraagd aan ECN en DNV GL over de basisbedragen voor 2015. Dit rapport bevat een conceptadvies. ECN en DNV GL nodigen marktpartijen uit om een reactie op dit concept te geven.

Voor geothermie is het advies geschreven door ECN, DNV GL en TNO. Dit rapport bevat het eindadvies over de basisbedragen dat tot stand is gekomen na consultatie van marktpartijen. De basisbedragen zijn zo berekend dat zij toereikend zijn voor het merendeel van de projecten in de betreffende categorie. Door projectspecifieke omstandigheden blijft het mogelijk dat er initiatieven zijn die ondanks de SDE+-vergoeding toch niet rendabel uit te voeren zijn. In **Tabel 1** staat het overzicht van de basisbedragen voor thermische conversie van biomassa. Toevoegingen ten opzichte van de openstelling van de SDE+ in 2014, zijn de categorieën voor meestook van biomassa in kolencentrales, ketel of WKK op houtpellets, centrale verwerking van secundair slib in een RWZI en golfslagenergie.

De naamgeving van de categorieën in dit rapport verschilt van die in het eindadvies SDE+2014. De naamgeving in dit rapport sluit nu aan bij de naamgeving in de aanwijzingsregeling SDE+2014. Verder zijn voor de SDE+2015 alle basisbedragen vermeld in euro per kWh.

Tabel 1: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor thermische conversie van biomassa

	Energieproduct	Basisbedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	<i>Groen gas</i>	0,097	7500	-	
Thermische conversie (<10 MW _e)	<i>WKK</i>	0,151	8000/4000	4241	
Thermische conversie van biomassa, 10-100 MWe	<i>WKK</i>	0,084	7500/7500	7500	
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth	<i>Warmte</i>	0,051	4000	-	
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	<i>Warmte</i>	0,043	7000		
Ketel op vloeibare biomassa	<i>Warmte</i>	0,072	7000	-	
Uitbreiding bestaande afvalverbranding met warmte**	<i>Warmte</i>	0,041	3920	-	
Bestaande thermische conversie van vaste of vloeibare biomassa, uitbreiding warmte	<i>Warmte</i>	0,023	7000	-	
Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MWe	<i>WKK</i>	0,067-0,072	8000/4000		
Thermische conversie van biomassa - houtpellets (>10 MWe)	<i>WKK</i>	0,099	7500/7500		
Ketel op houtpellets	<i>Warmte</i>	0,049	7000	-	
Kolencentrale met warmte-uitkoppeling	<i>WKK</i>	0,084-0,093	6000/3000		
Kolencentrale met nieuwe biomassameestook-installatie zonder warmte-uitkoppeling	<i>Elektriciteit</i>	0,109-0,116	6000-7000	-	

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

** Op basis van 56% biogene fractie.

In **Tabel 2** het overzicht voor vergisting van biomassa en in **Tabel 3** het overzicht voor overige opties. Voor enkele categorieën zijn de berekende basisbedragen beduidend hoger dan 15 €/kWh, de bovengrens in de SDE+. Voor deze opties, te weten osmose, energie uit vrije stroming en golflagenenergie zijn de basisbedragen gebaseerd op indicatieve berekeningen.

Alle getoonde basisbedragen kunnen veranderen op basis van additionele informatie die tijdens de marktconsultatie beschikbaar wordt gesteld. De opname of afwezigheid

van specifieke categorieën in dit rapport kan niet gelezen worden als advies van ECN en DNV GL voor of tegen openstelling van de SDE+ voor deze categorieën.

Tabel 2: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor vergisting van biomassa in een zelfstandige installatie

	Energie-product	Basis-bedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding
AWZI/RWZI centrale thermofiele vergisting	WKK	0,031	8000/4000	-	
AWZI/RWZI-thermische drukhydrolyse	Elektriciteit	0,095	8000	-	
AWZI/RWZI	WKK	0,032	8000/4000		
AWZI/RWZI	Groen gas	0,038	8000	-	
Warmte allesvergisting	Warmte	0,053	7000	0	
Gecombineerde opwekking allesvergisting	WKK	0,095	8000/4000	5739	
Allesvergisting	Groen gas	0,068	8000	-	
Verlengde levensduur allesvergisting	WKK	0,087	8000/4000	5855	
Verlengde levensduur allesvergisting	Groen gas	0,071	8000	-	
Bestaande allesvergisting, uitbreiding warmte	Warmte	0,023	7000	-	
Verlengde levensduur uitbreiding warmte, allesvergisting	Warmte	0,058	7000	-	
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	Warmte	0,075	7000	-	
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,115	8000/4000	5732	
Vergisting en covergisting van dierlijke mest	Groen gas	0,087	8000	-	
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,102	8000/4000	5855	
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest	Groen gas	0,081	8000	-	
Bestaande vergisting en covergisting van dierlijke mest, uitbreiding warmte	Warmte	0,030	4000	-	
Verlengde levensduur uitbreiding warmte, vergisting en covergisting van dierlijke mest	Warmte	0,068	7000		
Elektriciteit vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	Elektriciteit	0,288	8000	-	
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	Groen gas	0,119	8000	-	

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

Tabel 3: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor overige opties

	Energie-product	Basis-bedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding
Bodemenergie en aardwarmte					
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 meter	Warmte	0,045	6000	-	
Geothermische warmte, diepte ≥ 3300 meter	Warmte	0,054	7000	-	
Geothermie gecombineerde opwekking, diepte ≥ 500 meter	WKK	0,098	5000 / 4000	4158	
Windenergie					
Wind op land (trede 1)	Elektriciteit	0,070	3500	-	
Wind op land (trede 2)	Elektriciteit	0,080	2850	-	
Wind op land (trede 3)	Elektriciteit	0,090	2450	-	
Wind op land (trede 4)	Elektriciteit	0,100	2150	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 1)	Elektriciteit	0,090	3100	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 2)	Elektriciteit	0,100	2750	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 3)	Elektriciteit	0,110	2450	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 4)	Elektriciteit	0,120	2200	-	
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	Elektriciteit	0,115	3500	-	
Wind op dijklichamen	Elektriciteit	0,080	3300	-	
Energie uit water					
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	Elektriciteit	0,175	5700	-	
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Elektriciteit	0,066	4300	-	
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	Elektriciteit	0,276	2800	-	
Osmose	Elektriciteit	0,585	8000	-	
Golflagenenergie	Elektriciteit	0,561	2500	-	
Zonne-energie					
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en aansluiting >3*80A	Elektriciteit	0,142	1000	-	
Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	Warmte	0,121	700	-	

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

1

Inleiding

Het Ministerie van Economische Zaken (EZ) heeft aan ECN en DNV GL advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2015. Evenals bij vergelijkbare onderzoeken in voorgaande jaren hebben ECN en DNV GL er in overleg met het ministerie voor gekozen om een conceptadvies aan de markt voor te leggen. Dit rapport betreft het conceptadvies.

ECN en DNV GL adviseren het ministerie over de hoogte van de basisbedragen voor door het ministerie voorgeschreven categorieën. De Minister van EZ beslist over de openstelling van de SDE+-regeling in 2015, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE+-beschikkingen in 2015. Voor de SDE+2015 zijn in reactie op verzoeken vanuit de markt en vanuit Ministerie van EZ een aantal mogelijke nieuwe categorieën toegevoegd.

Leeswijzer

Het proces staat beschreven in Hoofdstuk 2. Hoofdstuk 3 behandelt de prijsontwikkelingen voor elektriciteit, gas en biomassa. In hoofdstuk 4 worden de mogelijk nieuwe categorieën voor de SDE+2015 beschreven en de bijbehorende technisch-economische parameters. Hoofdstuk 5 toont daarna de categorieën waarbij wijzigingen zijn opgetreden in ofwel uitgangpunten en/of technisch-economische parameters ten opzichte van het eindadvies basisbedragen SDE+2014. Hoofdstuk 6 toont de categorieën die qua technisch-economische parameters ongewijzigd zijn gebleven ten opzichte van het eindadvies basisbedragen SDE+2014. Hoofdstuk 7 besluit met conclusies waarbij de vertaalslag naar basisbedragen gemaakt is aan de hand van beknopt beschreven financiële parameters.

De naamgeving van de categorieën in dit rapport verschilt van die in het eindadvies SDE+2014. De naamgeving in dit rapport sluit nu aan bij de naamgeving in de aanwijzingsregeling SDE+2014.

ECN en DNV GL adviseren over de hoogte van de basisbedragen in de SDE+ 2015.

2

Proces en uitgangspunten

2.1 Proces

Dit rapport, het conceptadvies, is gepubliceerd op 26 mei 2014 ten behoeve van een openbare marktconsultatie en toegelicht op een informatiebijeenkomst voor brancheorganisaties bij het Ministerie van Economische Zaken. Met dit rapport worden marktpartijen uitgenodigd om een schriftelijke reactie op dit rapport naar ECN te sturen. Om de schriftelijke reacties mee te kunnen wegen in het eindadvies dienen deze waar mogelijk van onderbouwing in de vorm van verifieerbare informatie (contracten, offertes, business cases) te worden voorzien en verzonden te worden aan:

Mw. M.E. Kamp
Energieonderzoek Centrum Nederland
Unit Beleidsstudies
Gebouw: 034.204
Postbus 1
1755 ZG PETTEN

De reacties kunnen ook per e-mail verstuurd worden aan kamp@ecn.nl.
De reacties dienen uiterlijk 20 juni 2014 bij ECN binnen te zijn.

Voor nadere informatie over de inhoud van dit rapport kunt u contact opnemen met de projectleider, dhr. S.M. Lensink, op telefoonnummer 088-515 8129.
Voor het maken van een afspraak ten behoeve van een consultatiegesprek kunt u contact opnemen met mw. M.E. Kamp op telefoonnummer 088-515 8183.

Na de marktconsultatie zullen ECN en DNV GL een eindadvies opstellen. ECN en DNV GL zullen op iedere binnengekomen reactie individueel reageren, in gesprek of op schrift. Het proces, het advies en de wijze waarop ECN en DNV GL de binnengekomen marktreacties hebben meegewogen zullen onderwerp zijn van een externe review die in opdracht van het Ministerie van EZ zal worden uitgevoerd.

2.2 Werkwijze en uitgangspunten

Het Ministerie van EZ heeft aan ECN en DNV GL advies gevraagd voor het vaststellen van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2015. Voor geothermie is het advies opgesteld door ECN, DNV GL en TNO. De te adviseren basisbedragen bevatten de productiekosten van hernieuwbare energiedragers, vermeerderd met eventuele regelingsspecifieke meerkosten in relatie tot het afsluiten van elektriciteits-, warmte- of gascontracten. Het ministerie heeft vooraf categorieën benoemd in de adviesvraag. Voor alle categorieën berekenen ECN en DNV GL de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, groen gas of hernieuwbare warmte. De Minister van EZ besluit over de uiteindelijke openstelling van categorieën. Noch de opname noch de afwezigheid van een categorie in dit rapport kunnen gelezen worden als advies ten aanzien van eventuele openstelling.

2.2.1 Algemene uitgangspunten

In het overleg tussen het Ministerie en ECN en DNV GL zijn de uitgangspunten voor de berekening vastgesteld. Hierbij is rekening gehouden met de effectiviteit en efficiëntie van een regeling als de SDE+. 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 2015 van kracht is. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2015 SDE+ aangevraagd kan worden en die in 2015 of begin 2016 als bouwproject van start kunnen gaan. Het Ministerie van EZ ziet erop toe dat de berekende productiekosten recht doen aan de bepalingen van de Europese Commissie op het gebied van staatssteun.

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 referentie-brandstof. De referentie-installatie (eventueel in combinatie met een referentie-brandstof) achten ECN en DNV GL ook gangbaar voor nieuwe projecten in de te onderzoeken categorie. Voor de bepaalde brandstof-techniekcombinaties worden de technisch-economische parameters gekwantificeerd. Op basis van deze parameters worden de productiekosten en basisbedragen berekend met behulp van een gestileerd kasstroommodel; dit model is te raadplegen via de ECN-website.

Als vuistregel geldt dat het merendeel van de projecten doorgang moet kunnen vinden met de basisbedragen.

De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen het basisbedrag (de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en groen gas) enerzijds en het correctiebedrag (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.

Vooraf 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 of groen gas. 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 met het verschil tussen bovengenoemde biomassaprijzen en de prijzen voor biomassa, als deze biomassa niet gebruikt zou worden voor productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of groen gas. Alle genoemde prijzen in dit rapport zijn exclusief BTW.

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 productieproces zelf bestemd is.

Voor de SDE+2015 zijn de basisbedragen van alle categorieën vermeld in € per kWh. In onderstaande tabel staan welke omrekenfactoren zijn gehanteerd.

Tabel 4: Omrekenfactoren basisbedragen in € per kWh

	Eenheid basisbedrag		Vermenigvuldingsfactor van eenheid SDE+2014 naar eenheid SDE+2015	Formule
	SDE+2014	SDE+2015		
Elektriciteit	€/kWh	€/kWh	1	nvt.
Warmte	€/GJ	€/kWh (finaal)	0,0036	$(\text{Bedrag in €/kWh}) = (\text{Bedrag in €/GJ}) * (3.6 \text{ MJ/kWh}) / (1000 \text{ MJ/GJ})$
Groen gas	€/Nm ³	€/kWh (finaal)	0,0011374	$(\text{Bedrag in €/kWh}) = (\text{Bedrag in €/Nm}^3) * (0,01 \text{ €/€ct}) * (3.6 \text{ MJ/kWh}) / (31.65 \text{ MJ/Nm}^3)$

2.2.2 Financiële uitgangspunten

Voor de financiële randvoorwaarden zijn ECN en DNV GL door het Ministerie gevraagd om te onderzoeken in hoeverre het voorheen gehanteerde financiële totaalrendement van 7,8% aansluit bij de marktpraktijk. Om hier invulling aan te geven, hebben ECN en DNV GL met andere financiële rendementen gerekend dan voorheen, zodat tijdens de marktconsultatie gerichte feedback gegeven kan worden.

De laatste jaren is de rente op leningen gedaald. In lijn met de behoedzame wijze waarop prijsfluctuaties in de biomassamarkten worden meegenomen, wordt ook voor de rente met een voorzichtige daling met 0,5 procentpunt gerekend. Dat leidt tot 5,5% rente op leningen voor projecten zonder groenfinanciering en 4,5% voor projecten met groenfinanciering.

Financiële instellingen vragen een grotere inbreng van eigen vermogen. Deze vraag komt voort uit een ander beleid op risicoblootstelling, hij komt niet voort uit een andere risico-inschatting. De gehoorde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren duurzame-energieprojecten in Nederland variëren tussen de 15% en even boven de 40%. Als richtwaarde is met 30% eigen vermogen gerekend. Uitzondering hierop zijn de categorieën voor meestook van biomassa in kolencentrales, en warmte-uitkoppeling bij AVI's, waarbij van balansfinanciering wordt uitgegaan met 35% eigen vermogen. Het rendement op eigen vermogen ligt op 12%. Voor enkele categorieën, met een significant hoger risico, is het rendement op eigen vermogen gehandhaafd op 15%. Dit zijn projecten die niet flexibel inzetbaar zijn en waarvoor biomassa extern moet worden ingekocht, of projecten die sterk innovatief zijn.

Uit dit financieel rendement dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden. De voorbereidingskosten worden niet meegenomen in het totale investeringsbedrag.

Voor 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 gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Bij technieken als waterkracht en geothermie, waarbij sommige componenten in de praktijk een veel langere levensduur hebben dan 15 jaar, is in de investeringskosten een correctie aangebracht voor de restwaarde van de componenten na 15 jaar. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 11 of 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Het financiële totaalrendement wordt echter beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen worden verdeeld tussen geldverstrekker en projectontwikkelaar, is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde basisbedragen.

3

Prijzen voor elektriciteit en biomassa

3.1 Elektriciteitsprijzen

De gebruikte elektriciteitsprijs is enkel van belang als er een additionele elektriciteitsvraag is, zoals bij gasopwaardering.

De basisbedragen zijn een maat voor de productiekosten van hernieuwbare energie. 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. Een voorbeeld van dit soort installaties betreft groengasinstallaties, die elektriciteit gebruiken. Het gemiddelde elektriciteits-tarief gedurende de levensduur wordt op basis van langjarige ramingen uit de Referentieraming energie en emissies, actualisatie 2012 verondersteld op 16 €/kWh bij een vraag tot 50 MWh/jaar en 10 €/kWh bij een elektriciteitsvraag hoger dan 50 MWh/jaar.

3.2 Biomassaprijzen

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. Voor vaste biomassa worden zowel snoei- en dunningshout als houtpellets als referentie gebruikt. Vloeibare biomassa wordt in een aparte paragraaf behandeld. Voor vergisting worden twee referenties genoemd: biomassa voor allesvergisters en biomassa voor mestcovergisters.

3.2.1 Vaste biomassa: snoei- en dunningshout

Snoei- en dunningshout is de referentiebrandstof voor nieuwe installaties voor thermische conversie van vaste biomassa en voor ketels op vaste biomassa. Dit is ongewijzigd ten opzichte van het advies voor de SDE+ 2014. De biomassa bestaat uit

vershout (chips) 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. Als referentieprijs is 48 €/ton aangenomen of 5,3 €/GJ. Vooral door interacties aan de grens met Duitsland en België zal niet overal in Nederland snoei- en dunningshout voor deze prijs verkregen kunnen worden. Omdat voor snoei- en dunningshout met name sprake is van een lokale markt is dezelfde risico-opslag als voor knip- en snoeihout van toepassing. Voor de categorie snoei- en dunningshout wordt een risico-opslag van 1 €/ton verondersteld.

3.2.2 Houtpellets

Voor alle meestookactiviteiten en -categorieën wordt voor de biomassa uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17,0 MJ/kg conform de handelsdefinitie. Voor de kosten van de biomassabrandstof wordt uitgegaan van 150 €/ton (afgeleverd aan de centrale). Deze is gebaseerd op input tijdens de preconsultatie en openbare bronnen zoals de Argus-index en bestaat uit 135 €/ton huidige prijs plus 15 €/ton opslag.

Hierbij wordt opgemerkt dat deze biomassa keuze en het bijbehorende prijsniveau nog door de lopende discussie over de duurzaamheidscriteria kan worden beïnvloed. Dit kan ook weerslag hebben op andere parameters, zoals de investeringskosten voor de biomassa installatie, indien hier aanvullende eisen aan gesteld moeten worden.

3.2.3 Vloeibare biomassa

De prijs van zowel plantaardige oliën als dierlijke vetten laat sinds de piekjaren in 2011 en 2012 een dalende tendens zien. Voor 2015 is de verwachte gemiddelde prijs 600 €/ton bij een stookwaarde van 39 GJ/ton. De prijzen van dierlijke vetten bewegen mee met de prijzen van plantaardige oliën. Voor plantaardige oliën is er bovendien een goed ontwikkelde internationale markt. Door te handelen op de internationale markt voor plantaardige oliën kan men het risico van stijgende prijzen van dierlijke vetten goed afdekken.

3.2.4 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 voedings- en genotsmiddelenindustrie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten. De referentieprijis voor de SDE+ 2015 is gelijk verondersteld aan de prijs voor de SDE+ 2014 van 25 €/ton bij een biogasproductie van 3,4 GJ/ton.

Er is wel een trend van stijgende prijzen voor vochtige diervoeders, maar initiatiefnemers hebben meestal stromen zelf in handen en zijn daardoor minder kwetsbaar voor prijsfluctuaties.

3.2.5 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters

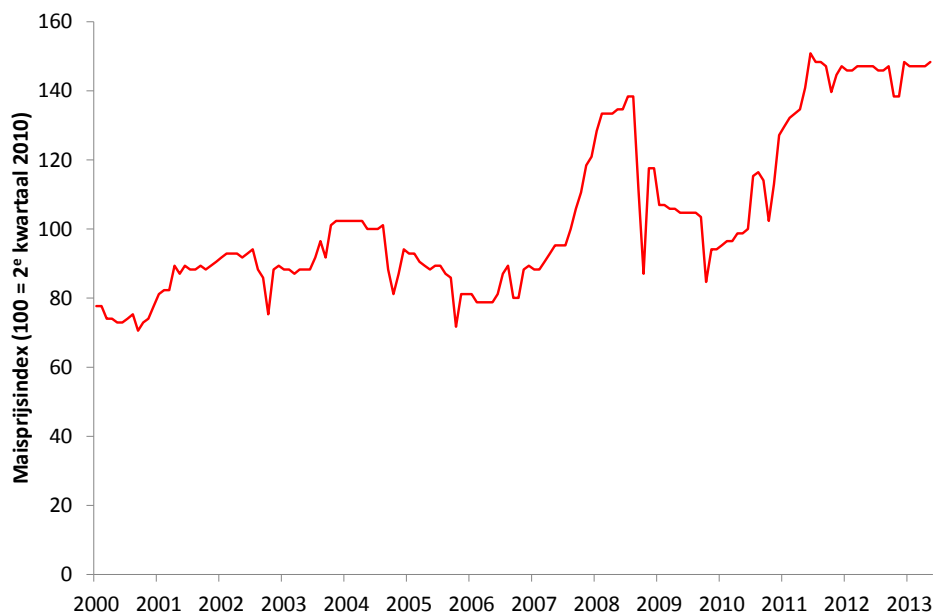
Grondstoffen voor mestcovergisting: mest

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 referentieprijis wordt uitgegaan van € -15 per ton voor mest van het eigen bedrijf. Rekening houdend met transportkosten is de referentieprijis voor externe aanvoer -10 €/ton. Van de totale input blijft ca. 90% aan massa over als digestaat. Voor de afvoer van digestaat dient gemiddeld 15 €/ton betaald te worden.

Grondstoffen voor mestcovergisting: cosubstraat

De zogeheten positieve lijst van coproducten is in 2012 uitgebreid met ruim 80 nieuwe producten. Met het toelaten van deze coproducten wordt meer aangesloten bij de regelgeving voor buitenlandse vergisters. Wel is er een begrenzing aan de gehalten zware metalen en organische verontreinigingen. Deze nieuwe uitbreiding zal de druk op de markt voor coproducten enigszins verlichten, waardoor de kostenefficiëntie van de biogasopbrengst van de installaties op niveau gehouden kan worden. Wel treden van jaar op jaar fluctuaties op in de marktprijzen van maïs. Zie voor de illustratie van de prijschommeling **Figuur 1**.

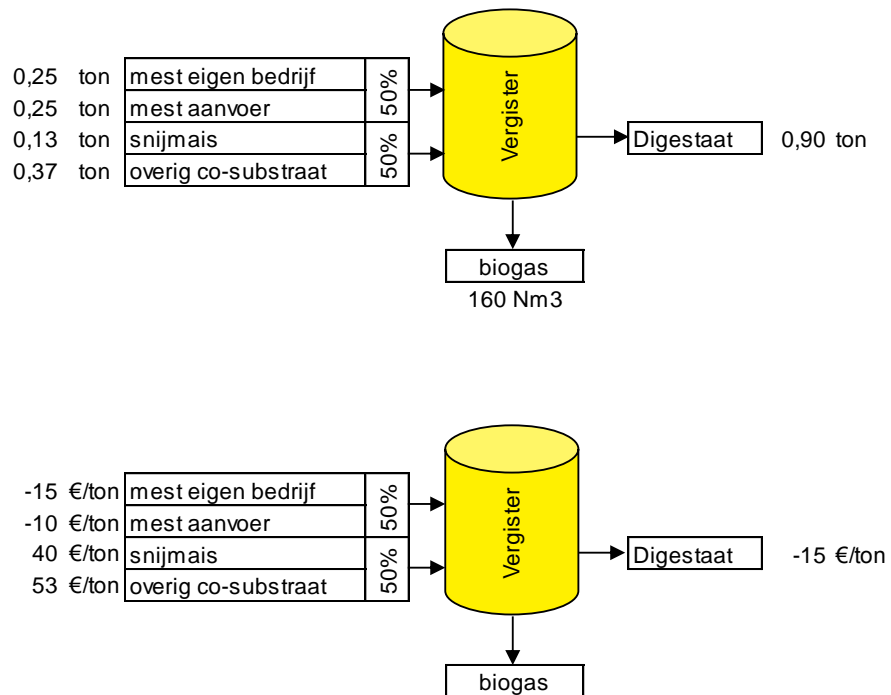
Figuur 1: Geïndexeerde maisprijzen 1996-2013 gebaseerd op prijzen van het LEI, index=100 voor het tweede kwartaal van 2010



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 2008 tot mei 2013 is 40,1 €/ton. Deze maïsprijs wordt voor het eindadvies geüpdatet naar de gemiddelde prijs voor 2009 tot 2014.

Figuur 2 geeft een schematische weergave van de aangenomen grondstofstromen in de covergister.

Figuur 2: Stromen en prijzen voor vergistingsinputs en -outputs¹



Naast maïs worden energierijke overige cosubstraten ingezet. Als referentiegas-opbrengst van overig cosubstraat is 330 Nm³/ton aangenomen. De gemiddelde prijs voor cosubstraat (exclusief maïs) in 2013 is 7,65 €/GJ of 53 €/ton bij de start van het project, met een netto gasopbrengst van 6,9 GJ/ton. De totale aangenomen grondstofkosten bestaande uit aankoop van maïs, cosubstraat en verwerkingskosten voor mest en digestaat komen in de huidige mix uit op 32,1 €/ton oftewel 20 cent/Nm³ ruw biogas, gerekend met een gasopbrengst van de totale input, mest en cosubstraat van 3,4 GJ/ton. De totale grondstofkosten komen overeen met de genoemde kosten in de recente marktconsultatie.

Voor prijsontwikkelingen gedurende de looptijd van het project worden alle kostenposten met 2%/jaar geïndexeerd voor inflatie. Dit geldt dus ook voor de grondstofkosten. Zie **Tabel 5** voor een overzicht van de gehanteerde prijzen voor de referentiebrandstoffen.

¹ 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: Gehanteerde biomassaprijzen voor installaties die SDE+ in 2015 aanvragen

	Energie-inhoud	Prijs (range)	Referentieprij	Toelichting
	[GJ/ton]	[€/ton]	[€/GJ]	
Vloeibare biomassa				
Dierlijk vet	39	600	15,4	
Vaste biomassa				
Snoei- en dunningshout	9	48	5,3	
Vergisting*				
Allesvergistingsinput	3,4	25	7,4	
<i>Aanvoer dierlijke mest</i>	<i>0,63</i>	<i>-10 (-20 tot 0)</i>	<i>-16</i>	
<i>Afvoer dierlijke mest</i>	<i>0,63</i>	<i>-15 (-30 tot -5)</i>	<i>-24</i>	
<i>Mais</i>	<i>3,8</i>	<i>40.1 (25-45)</i>	<i>10,1</i>	
<i>Overig cosubstraat</i>	<i>6,9</i>	<i>53 (23 tot 200)</i>	<i>7,65</i>	
Covergistingsinput	3,4	32,1 (14-32)	9,5	

* De energie-inhoud van vergistingsinput is gegeven in GJ_{biogas}/ton. De referentieprij voor vergistingsinput is gegeven in €/GJ_{biogas}.

4

Nieuwe categorieën in de SDE+2015

Ten opzichte van het advies voor de basisbedragen SDE+2014, zijn veranderingen doorgevoerd in de lijst van technieken of categorieën waarover geadviseerd wordt.

Categorieën die nieuw zijn ten opzichte van vorig jaar, zijn:

- Bij- en meestook van biomassa in kolencentrales (4.1).
- Ketel op houtpellets (4.2).
- Thermische conversie van biomassa (gecombineerde opwekking) - houtpellets (4.3).
- Verlengde levensduur thermische conversie van biomassa $\leq 50 \text{ MW}_e$, bestaande installatie met lopende MEP-beschikking (4.4).
- Wind op dijklichamen (4.5).
- Golfslagenergie (4.6).

In de volgende paragrafen zijn de gehanteerde technisch-economische parameters voor deze mogelijke categorieën getoond.

4.1 Bij- en meestook van biomassa in kolencentrales

4.1.1 Inleiding

Een deel van de Nederlandse elektriciteits- en warmteproductie vindt plaats in kolencentrales. Met enige technische aanpassingen kan in deze centrales de brandstof deels worden vervangen door vaste biomassa zoals houtpellets. Dit wordt meestook van biomassa genoemd. Meestook van biomassa in kolencentrales vindt plaats in Nederland sinds het begin van de jaren '90. In alle kolencentrales uit de jaren '80 is in de loop der tijd biomassa meegestookt, en in diverse kolencentrales uit de jaren '90. De kolencentrales uit de jaren '80 worden echter in de komende jaren gesloten in het verlengde van het energieakkoord. Het advies voor een basisbedrag voor meestook van biomassa in kolencentrales zal daarom betrekking hebben op de twee bestaande kolencentrales uit de jaren '90 en in de drie nieuwe kolencentrales die binnenkort in productie gaan.

4.1.2 Methode voor subsidiëring meestook

In de jaren '00 is biomassameestook gestimuleerd in het kader van de MEP. De berekeningswijze van de subsidiebehoefte van afwijkend van de berekeningswijze binnen de MEP of SDE voor andere technieken. In plaats van een berekening via basisbedragen, correctiebedragen en resulterende onrendabele top werd een brandstofsubstitutiemethode gehanteerd: de subsidie werd gebaseerd op het verschil in kosten tussen inzet van kolen (kosten kolen plus kosten CO₂) en inzet van biomassa (kosten biomassa en extra investerings- en onderhoudskosten ten gevolge van meestook). Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken wordt voor de SDE+2015 een basisbedrag geadviseerd, waarbij de subsidie-uitbetaling plaats kan vinden via de generieke berekeningswijze van basisbedrag minus correctiebedrag. De kapitaalslasten en operationele kosten van de kolencentrale worden dan proportioneel toegerekend aan het biomassameestook-deel.

4.1.3 Uitgangspunten bij de gehanteerde methodiek

Biomassa

Voor alle meestookcategorieën wordt voor de biomassa uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17,0 MJ/kg (handelsdefinitie). Voor de kosten van de biomassabrandstof wordt uitgegaan van 150 €/ton (afgeleverd aan de centrale). Deze is gebaseerd op input tijdens de pre-consultatie en openbare bronnen zoals de Argus-index. Hierbij is ook rekening gehouden met een risicopremie omdat deze prijs

gedurende de subsidieperiode van 8 jaar wordt vastgelegd, en alleen wordt gecorrigeerd voor inflatie, niet voor eventuele structurele prijsstijgingen. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de keuze voor het type biomassa en het bijbehorende prijsniveau nog door de lopende discussie over de duurzaamheidscriteria kan worden beïnvloed. Dit kan ook weerslag hebben op andere parameters, zoals de investeringskosten voor de biomassa-installatie, indien hier aanvullende eisen aan gesteld moeten worden.

Afbakening meestookdeel in de kolencentrale

Voor de berekening van het basisbedrag voor meestook worden de kosten van de kolencentrale (kapitaalslasten en O&M) toegerekend naar rato van het meestookpercentage. In theoretische zin wordt er gerekend aan een virtuele biomassacentrale ter grootte van dit meestookpercentage. Ook rendementsverliezen van de centrale als geheel die door biomassameestook worden veroorzaakt worden volledig toegerekend aan het meestookdeel. Als bijvoorbeeld bij 25% meestook het rendement van de centrale als geheel met een half procent daalt, wordt in de berekeningen aan het meestookdeel gerekend met een rendementsdaling van 2%.

Kapitaalslasten

Voor de berekening van de kapitaalslasten van de kolencentrale wordt hierbij rekening gehouden met het verschil in economische levensduur van de kolencentrale en de looptijd van de SDE+-beschikking voor meestook van biomassa (8 jaar). Bij een economische levensduur van 30 jaar worden de kapitaalslasten van de kolencentrale voor een factor $8/30$ meegerekend. Voor specifieke investeringen die nodig zijn om biomassameestook mogelijk te maken wordt gerekend met een economische levensduur van 8 jaar. Men kan de kosten die verbonden zijn aan de kapitaalslasten van de kolencentrale ook interpreteren als een vorm van huur van de kolencentrale om in die kolencentrale biomassa te kunnen stoken.

4.1.4 Categorieën en parameters

Op basis van de pre-consultatie gesprekken en de hierbij ontvangen informatie is een eerste beeld gekregen van de mogelijke initiatieven in Nederland met betrekking tot het meestoken van biomassa in de Nederlandse kolencentrales.

Warmtelevering

De plannen voor nieuwe warmte-uitkoppeling bij de bestaande en nieuwe centrales zijn te prematuur om te kunnen kwantificeren in een of meer aparte categorieën. Dit ook omdat de kosten voor de productie van elektriciteit en warmte met meestook sterk afhangen van de precieze vormgeving, niet alleen ketelgrootte maar ook de mate waarin warmte of stoom wordt uitgekoppeld en op het niveau waarop dit gebeurt (warmte versus stoom). Daarom is nu één categorie doorgerekend voor nieuwe kolencentrales met alleen elektriciteitslevering. Indien de plannen voor warmtelevering bij de nieuwe kolencentrales in een later stadium concreter worden kan hiervoor een aparte categorie worden ontwikkeld. Bestaande warmte-uitkoppeling is wel meegenomen.

Categorieën

Op basis van de gesprekken en de ontvangen informatie kunnen op hoofdlijnen vier verschillende referenties voor meestook worden onderscheiden:

1. Een bestaande kolencentrale met een bestaande biomassameestookinstallatie met warmte-uitkoppeling.
2. Een bestaande kolencentrale waarbij de bestaande biomassacapaciteit wordt uitgebreid en waarbij warmte-uitkoppeling plaatsvindt.
3. Een bestaande kolencentrale waarbij nieuwe biomassa meestookcapaciteit wordt geïnstalleerd met alleen elektriciteitsproductie.
4. Een nieuwe kolencentrale waarbij een nieuwe biomassameestookinstallatie wordt gerealiseerd met (voorlopig) alleen elektriciteitsproductie.

Deze vier referenties worden in dit conceptadvies geclusterd tot twee categorieën: een met enkel elektriciteitslevering en een met gecombineerde opwekking. Dit conceptadvies toont evenwel nog een range in basisbedragen.

Het verschil tussen de diverse referenties ligt hierbij voornamelijk in:

- Het produceren van elektriciteit versus gecombineerde opwekking.
- Het thermisch rendement van de centrale.
- Het aantal vollasturen elektriciteits- en warmteproductie.
- De benodigde investeringskosten voor zowel de kolencentrale als de meestookinstallatie en de warmte-uitkoppeling.
- De O&M-kosten van de kolencentrale.
- Het beoogde meestookpercentage.

4.1.5 Meestook van biomassa, gecombineerde opwekking

In het navolgende zijn voor de vier eerder beschreven categorieën de referentie centrale beschreven en de hierbij behorende parameters vermeld.

Bestaande kolencentrale met bestaande biomassameestookinstallatie met warmte-uitkoppeling

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een bestaande superkritische kolencentrale van 640 MWe met een netto rendement van 41 %, die is uitgerust met een ROI, DeNOx en stofafvangst. Uitgangspunt is dat deze centrale is gekoppeld aan een groot bestaand warmtenet, waar variabel warmte op kan worden afgezet. Van de elektriciteits- en warmteafzet wordt een evenredig deel gerelateerd aan de meestookactiviteit. Hierbij wordt bij warmtelevering rekening gehouden met een elektriciteitsderving in de verhouding 1:6 (dat wil zeggen 1 MWe derving bij 6 MWth warmtelevering). Er wordt uitgegaan van 6000 vollasturen elektriciteitslevering en 3000 vollasturen warmteafzet.

Door het meestoken van biomassa zal het centrale rendement iets afnemen. Als rekenregel is hierbij gehanteerd dat bij elke 5 e/e % biomassa meestoken het rendement van de centrale als geheel met 0,1% afneemt. Dit rendementsverlies wordt vervolgens toegerekend aan het biomassadeel. Gezien het feit dat de

meestookinstallatie en warmte-uitkoppeling al aanwezig zijn worden hier geen nieuwe investeringskosten voor meegenomen.

Voor het uitvoeren van de 27 e/e % meestookactiviteiten wordt een evenredig deel van de kapitaals- en onderhoudskosten van de kolencentrale toegerekend aan de meestookactiviteiten. Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De totale investeringskosten van de kolencentrale bedragen 1100 €/kWe. Hiervan wordt over de looptijd van de regeling (8 jaar) en met inachtneming van de economische levensduur van de kolencentrale (30 jaar) een percentage gelijk aan het e/e meestook percentage in het basisbedrag verdisconteerd.
- De O&M-kosten van de kolencentrale bedragen 25 €/kWe. Hierbij wordt dezelfde rekenmethodiek toegepast als bij de investeringskosten.
- De extra O&M kosten ten gevolge van het meestoken van biomassa bedragen 3 €/MWh_e (alleen doorberekend voor de met biomassa opgewekte kilowatt uren).
- De economische levensduur van de kolencentrale is 30 jaar.

De looptijd van de regeling bedraagt 8 jaar.

Tabel 6: Technisch-economische parameters meestook van biomassa, gecombineerde opwekking variant 1

Parameters categorie 1	Eenheid	Waarde
Netto elektrisch vermogen van de centrale (geen warmte-uitkoppeling)	MWe	640
Warmtelevering	MWth	350
Meestookpercentage	e/e %	27
Thermisch vollastrendement kolen	%	41
Vollasturen elektriciteitsproductie	uren/jaar	6000
Vollasturen warmteproductie	uren/jaar	3000
E/W ratio	MWth/MWe	6
Rendement biomassadeel*	%	39
Kosten biomassa	€/ton	150
Looptijd subsidieregeling	jaar	8
Specifieke investering biomassameestook	€/kWe	0
Investeringskosten kolencentrale	€/kWe	1100
Economische levensduur kolencentrale	jaar	30
O&M-kosten kolencentrale	€/kWe	25
Extra O&M kosten biomassameestoken (op biomassa MWh)	€/MWh _e	3

*: Rendementsverlies van de centrale als geheel door biomassameestook wordt hierbij volledig toegerekend aan het biomassadeel.

Bestaande kolencentrale met uitbreiding van de biomassa meestook installatie met warmte-uitkoppeling

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een bestaande superkritische kolencentrale van 640 MWe met een netto rendement van 41 %, die is uitgerust met een ROI , DeNOx en stofafvangst. Uitgangspunt is dat deze centrale is gekoppeld aan een groot bestaand warmtenet, waar variabel warmte op kan worden afgezet. Van de

elektriciteits- en warmteafzet wordt een evenredig deel gerelateerd aan de meestook activiteit. Hierbij wordt bij warmtelevering rekening gehouden met een elektriciteitsderving in de verhouding 1:6 (dat wil zeggen 1 MWe derving bij 6 MWth warmtelevering). Er wordt uitgegaan van 6000 vollasturen elektriciteitslevering en 3000 vollasturen warmteafzet.

Voor het verstoken van de biomassa wordt een thermisch rendement van 98 % ten opzichte van het rendement met kolen aangehouden. Voor de realisatie van de uitbreiding van de meestook capaciteit wordt een investeringsbedrag van 400 €/kWe aangehouden.

Gezien het feit dat de voorzieningen voor warmte-uitkoppeling al aanwezig zijn worden hier geen nieuwe investeringskosten voor meegenomen.

Voor het uitbreiden van de meestook activiteiten wordt een evenredig deel van de kapitaals- en onderhoudskosten van de kolencentrale toegerekend aan de meestook activiteiten. Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De totale investeringskosten van de kolencentrale bedragen 1100 €/kWe. Hiervan wordt over de looptijd van de regeling (8 jaar) en met inachtneming van de economische levensduur van de kolencentrale (30 jaar) een percentage gelijk aan het e/e meestook percentage in het basisbedrag verdisconteerd (als zijnde capaciteitsvergoeding / huur van de installatie, welke tot uiting komt als OPEX).
- De O&M kosten van de kolencentrale bedragen 25 €/kWe. Hierbij wordt dezelfde rekenmethodiek toegepast als bij de investeringskosten.
- De extra O&M kosten ten gevolge van het meestoken van biomassa bedragen 3 €/MWh_e (alleen doorberekend voor de met biomassa opgewekte kilowatt uren).
- De economische levensduur van de kolencentrale is 30 jaar.

De looptijd van de regeling bedraagt 8 jaar.

Tabel 7: Technisch-economische parameters meestook van biomassa, gecombineerde opwekking variant 2

Parameters categorie 4	Eenheid	Waarde
Netto elektrisch vermogen van de centrale (geen warmte-uitkoppeling)	MWe	640
Warmtelevering	MWth	350
Meestookpercentage	e/e %	14
Thermisch vollaastrendement kolen	%	41
Vollasturen elektriciteitsproductie	uren/jaar	6000
Vollasturen warmteproductie	uren/jaar	3000
E/W ratio	MWth/MWe	6
Rendement biomassadeel*	%	98
Kosten biomassa	€/ton	150
Looptijd subsidieregeling	jaar	8
Specifieke investering biomassameestook	€/kWe	400
Specifieke investering Warmtelevering	€/kWth	0
Investeringskosten kolencentrale	€/kWe	1100
Economische levensduur kolencentrale	jaar	30
O&M-kosten kolencentrale	€/kWe	25
Extra O&M kosten biomassameestoken (op biomassa MWh)	€/MWh _e	3

*: Rendementsverlies van de centrale als geheel door biomassameestook wordt hierbij volledig toegerekend aan het biomassadeel.

Bestaande kolencentrale met nieuwe biomassa meestook installatie zonder warmte-uitkoppeling

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een bestaande superkritische kolencentrale van 630 MWe met een netto rendement van 41 %, die is uitgerust met een ROI, DeNOx en stofafvangst. Er wordt uitgegaan van 6000 vollasturen elektriciteitslevering.

Voor het verstoken van de biomassa wordt een thermisch rendement van 98 % ten opzichte van het rendement met kolen aangehouden. Voor de realisatie van de nieuwe meestook installatie wordt een investeringsbedrag van 400 €/kWe aangehouden.

Voor het uitvoeren van de 20 e/e % meestook activiteiten wordt een evenredig deel van de kapitaals- en onderhoudskosten van de kolencentrale toegerekend aan de meestook activiteiten. Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De totale investeringskosten van de kolencentrale bedragen 1100 €/kWe. Hiervan wordt over de looptijd van de regeling (8 jaar) en met inachtneming van de economische levensduur van de kolen centrale (30 jaar) een percentage gelijk aan het e/e meestook percentage in het basisbedrag verdisconteerd (als zijnde capaciteitsvergoeding / huur van de installatie, welke tot uiting komt als OPEX).
- De O&M kosten van de kolencentrale bedragen 25 €/kWe. Hierbij wordt dezelfde rekenmethodiek toegepast als bij de investeringskosten.
- De extra O&M kosten ten gevolge van het meestoken van biomassa bedragen 3 €/MWh_e (alleen doorberekend voor de met biomassa opgewekte kilowatturen).

- De economische levensduur van de kolencentrale is 30 jaar.
- De economische levensduur van de biomassa meestook installatie is gelijk aan de looptijd van de regeling (uitgangspunt SDE-systematiek).

De looptijd van de regeling bedraagt 8 jaar.

Tabel 8: Technisch-economische parameters meestook van biomassa, elektriciteitsproductie variant 1

Parameters categorie 2	Eenheid	Waarde
Netto elektrisch vermogen van de centrale	MWe	640
Thermisch vollastrandement kolen	%	41
Vollasturen elektriciteitsproductie	uren/jaar	6000
Meestookpercentage	e/e%	20
Rendement biomassadeel*	%	39
Kosten biomassa	€/ton	150
Looptijd subsidieregeling	jaar	8
Specifieke investering biomassameestook	€/kWe	400
Investeringskosten kolencentrale	€/kWe	1100
Economische levensduur kolencentrale	jaar	30
O&M kosten kolencentrale	€/kWe	25
Extra O&M kosten biomassameestoken (op biomassa MWh)	€/MWh _e	3

*: Rendementsverlies van de centrale als geheel door biomassameestook wordt hierbij volledig toegerekend aan het biomassadeel.

Nieuwe kolencentrale met nieuwe biomassa meestook installatie zonder warmte-uitkoppeling

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een nieuwe superkritische kolencentrale in de range van 700 tot 1100 MWe met een netto vollastrandement van 46 %, die is uitgerust met een ROI, DeNOx en stofafvangst. Er wordt uitgegaan van 7000 vollaasturen elektriciteitslevering.

Voor het verstoken van de biomassa wordt een thermisch rendement van 98 % ten opzichte van het rendement met kolen aangehouden. Voor de realisatie van de nieuwe meestook installatie wordt een investeringsbedrag van 400 €/kWe aangehouden.

Voor het uitvoeren van de 20 e/e% meestookactiviteiten wordt een evenredig deel van de kapitaals- en onderhoudskosten van de kolencentrale toegerekend aan de meestook activiteiten. Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De totale investeringskosten van de kolencentrale bedragen 2000 €/kWe. Hiervan wordt over de looptijd van de regeling (8 jaar) en met inachtneming van de economische levensduur van de kolen centrale (30 jaar) een percentage gelijk aan het e/e meestook percentage in het basisbedrag verdisconteerd (als zijnde capaciteitsvergoeding / huur van de installatie, welke tot uiting komt als OPEX).
- De O&M kosten van de kolencentrale bedragen 30 €/kWe. Hierbij wordt dezelfde rekenmethodiek toegepast als bij de investeringskosten.
- De extra O&M kosten ten gevolge van het meestoken van biomassa bedragen 3 €/MWh_e (alleen doorberekend voor de met biomassa opgewekte kilowatt uren).
- De economische levensduur van de kolencentrale is 30 jaar.

- De economische levensduur van de biomassa meestook installatie is gelijk aan de looptijd van de regeling (uitgangspunt SDE-systematiek).

De looptijd van de regeling bedraagt 8 jaar.

Tabel 9: Technisch-economische parameters meestook van biomassa, elektriciteitsproductie variant 2

Parameters categorie 3	Eenheid	Waarde
Netto elektrisch vermogen van de centrale	MWe	700-1100
Thermisch vollastrendement kolen	%	46
Meestookpercentage	e/e %	20
Vollasturen elektriciteitsproductie	uren/jaar	7000
Rendement biomassa (t.o.v. rendement kolenrendement)*	%	44
Kosten biomassa	€/ton	150
Looptijd subsidieregeling	jaar	8
Specifieke investering biomassameestook	€/kWe	400
Investeringskosten kolencentrale	€/kWe	2000
Economische levensduur kolencentrale	jaar	30
O&M kosten kolencentrale	€/kWe	30
Extra O&M kosten biomassameestoken (op biomassa MWh)	€/MWhe	3

*: Rendementsverlies van de centrale als geheel door biomassameestook wordt hierbij volledig toegerekend aan het biomassadeel.

4.2 Warmte, houtpellets

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel waar houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De opslag vindt plaats in silo's, de pellets worden in een hamermolen verpoederd en ingezet in de brander van de waterpijpketel. Er wordt verondersteld dat de installatie autonoom kan draaien en op afstand bestuurd wordt. De output van de ketel is 30 MW_{th} en de ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Het aantal vollasturen warmteafzet bedraagt 7000 uur per jaar, overeenkomstig met de categorie 'ketel vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th} – snoeihout'. De investeringskosten van de referentie-installatie bedragen 350 €/kW_{th,output} met bijbehorende O&M kosten van 17,5 €/kW_{th,output}. Deze bedragen zijn lager dan bij de categorie op basis van snoeihout. Dit komt doordat de het verbrandingsdeel en de opslag kleiner uitgevoerd kunnen worden en omdat er minder personeel nodig is om de installatie te bedienen en onderhouden. De energie-inhoud van houtpellets is 17 GJ/ton. In de referentiecasse nemen we aan dat de houtpellets in bulk aangevoerd worden, waardoor de brandstofprijs gelijk gesteld kan worden aan die van houtpellets in de categorie 'Bij- en meestook van biomassa in kolencentrales'. Het basisbedrag op basis van de technisch economische parameters uit de tabel is 13,5 €/GJ, ten opzichte van 11,8 €/GJ voor de bestaande categorie op basis van snoeihout.

Tabel 10: Technisch-economische parameters warmte, houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies 2015 ($\geq 5 \text{ MW}_{th}$)	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch output vermogen	$\text{MW}_{th,output}$	30	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW $_{th,output}$]	350	€ 10,5 mln/jaar
Vaste O&M kosten	[€/kW $_{th,output}$]	17.5	€ 525.000/jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17	
Brandstofprijs	[€/ton]	150	
Basis voor correctiebedrag		grootschalig	

4.3 Gecombineerde opwekking, houtpellets

De doorrekening van deze categorie is gebaseerd op de categorie 'Thermische conversie van biomassa – snoeihout', waarbij enkel de brandstofkosten en de energie-inhoud van de brandstof aangepast worden.

In de referentiecasse wordt aangenomen dat de houtpellets een energie-inhoud van 17 GJ/ton hebben en dat de houtpellets in bulk aangevoerd worden, waardoor de brandstofprijs gelijk gesteld kan worden aan die van houtpellets in de categorie 'Bij- en meestook van biomassa in kolencentrales'.

Bij deze grote installaties is het aannemelijk dat de investeringskosten en O&M-kosten lager zullen zijn voor pellet-installaties dan voor snoeihout-installaties, vooral doordat opslag en verbranding veel eenvoudiger en/of kleiner uitgevoerd kunnen worden. Hierdoor kan het basisbedrag dalen en kan het zelfs zo zijn dat een pellet-installatie op hetzelfde basisbedrag uitkomt als een snoeihout-installatie. Gedurende de marktconsultatie zullen ECN en DNV GL nader studeren op de waarschijnlijkheid dat beide categorieën eenzelfde subsidiebehoefte hebben.

Tabel 11: Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2015 (>10 MWe)	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th,input}]	67,9	
Elektrisch vermogen	[MWe]	9,5	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th,output}]	50,0	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	7500	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7500	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	14%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet			
Investeringskosten	[€/kW _{th,input}]	1840	€ 125 mln
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,input}]	110	€ 7,5 mln
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	150	
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	0	

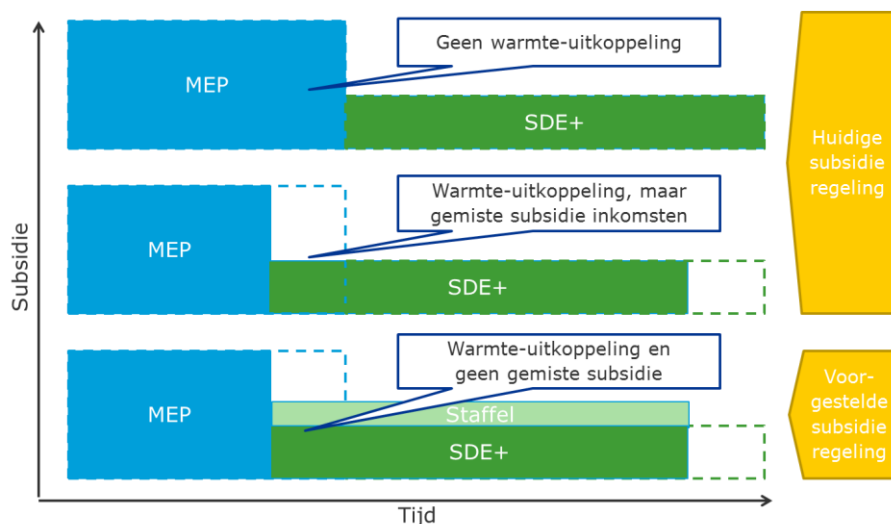
4.4 Bestaande thermische conversie van biomassa ≤ 50 MWe, met lopende MEP- beschikking

Staffel voor overlap met MEP-subsidie

Als toevoeging op de categorie thermische conversie van biomassa, wordt hier een mogelijkheid beschreven om in te schrijven op deze categorie voordat de MEP-subsidie ten einde komt. In het huidige MEP-regime wordt enkel de geleverde elektriciteit gesubsidieerd, waardoor investeringen in warmte-uitkoppeling niet lonen. Door eerder met de SDE+-subsidie te starten en de MEP-subsidie vroegtijdig te beëindigen, wordt het mogelijk gemaakt duurzame warmte te leveren. De levering van duurzame warmte door BEC's resulteert in een verhoging van het rendement, wat een grotere duurzame energie-afzet tot gevolg heeft.

Wanneer de MEP vroegtijdig beëindigd wordt en achtereenvolgens de SDE+ subsidie start, dan zal de subsidie-verkrijger in totaal minder subsidie ontvangen. Dit komt doordat het MEP subsidiebedrag hoger ligt dan het SDE+ subsidie bedrag. Om deze tekortkoming te voorkomen wordt er een staffel voorgesteld. Deze staffel compenseert een deel van de subsidie die de ontvanger in het MEP system zou krijgen. De staffel wordt verwerkt in het basisbedrag van de SDE+ subsidie en de hoogte van de staffel is afhankelijk van het aantal jaren dat de MEP subsidie verkort wordt (zie **Figuur 3**).

Figuur 3: Introductie van staffel op basisbedrag SDE+ ter compensatie van gedeerde MEP-inkomsten



De berekende basisbedragen voor de verlengde levensduur van BEC's op B-hout zijn weergegeven in **Tabel 12**.

Tabel 12: Basisbedrag advies SDE+ 2015 voor thermische conversie van biomassa verlengde levensduur, gecombineerde opwekking

Parameter	Energie product	Basisbedrag	Eenheid	Vollasturen	Vollasturen samengesteld
Thermische conversie op B-hout verlengde levensduur, gecombineerde opwekking	WKK	0,067	€/kWh	8000/4000	4429
1 jaar staffel		0,068			
2 jaar staffel		0,070			
3 jaar staffel		0,072			

4.5 Wind op dijklichamen

Dit jaar is door het Ministerie van Economische Zaken tevens om gevraagd om een verkenning te doen naar een mogelijke categorie wind op dijklichamen. Deze verkenning heeft de volgende voorlopige bevindingen opgeleverd.

Het plaatsen van een windturbine op een dijk, met name op een (primaire) waterkering, leidt ten opzichte van de normale categorie windenergie op land tot de volgende extra kosten:

- **Funderingskosten:** het plaatsen van een windturbine mag geen dijkverzwakking tot gevolg hebben. Hiervoor moeten in sommige gevallen extra damwanden geplaatst worden. Additionele kosten voor de fundering kunnen hierdoor ca. 50% hoger komen te liggen.

- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn. Om die reden is in het conceptadvies gerekend met 50% hogere civiele kosten.
- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden voor wind op dijklichamen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het water gedaan worden. In totaal komen de netaansluitingskosten (elektrische infra in het park en de netaansluiting) 70% hoger uit.

De consequenties en doorrekening van deze bevindingen zijn getoond in de algemene paragraaf over windenergie, namelijk in hoofdstuk 5.1.

4.6 Golfslagenergie

In de periode 2007 – 2011 heeft Rijkswaterstaat met het Water Innovatie programma (WINN) de concepten voor energiewinning uit water geïnterpreteerd. Deze grotendeels innovatieve technieken zijn beschreven in de eindpublicatie 'Het Duurzame Vermogen van Water' (2011)². Het WINN-rapport 'De energieproducerende, duurzame dijk' (2009)³ beschrijft het winnen van energie uit brekende golven bij waterkeringen, één van de twee varianten voor het winnen van golfenergie:

- Windgolven, ontstaan door de wrijving tussen wind en het wateroppervlakte. De energie uit deze golven kan gewonnen worden in dieper water, ver uit de kust. Als gevolg van de relatief korte strijklengte (het traject van energieoverdracht van wind naar water) zijn de golven op de Noordzee kleiner dan golven op de oceaan (gemiddeld is de energie-inhoud in golven in de Noordzee vijf tot acht maal minder dan voor de westkust van Portugal of Groot-Brittannië).
- Brekende golven bij waterkeringen. Golven breken in ondiep water, of lopen op tegen de waterkering en vervolgens weer terug de zee in. Behalve energiewinning uit golven kan de belasting op waterkeringen op deze manier verminderen.

Internationaal zijn er vele demonstratieprojecten voor de winning van golfslagenergie. De twee bovengenoemde publicaties geven een uitgebreid overzicht van de technieken die tot 2011 bekend waren en de werkingsprincipes ervan. In de laatste jaren is het aantal demonstratieprojecten verder toegenomen.

Bij golfslagenergie vindt de winning grotendeels onder de waterspiegel plaats. Het potentieel voor elektriciteitsopwekking is echter relatief klein in Nederland. In de bovengenoemde WINN-eindrapportage wordt voor de windgolven, uitgaande van grootschalige toepassing van golfenergiecentrales, een realistisch technisch potentieel

² Marcel Bruggers, Het duurzame vermogen van water, eindrapport WINN, 2011
http://www.deltares.com/xmlpages/tan/files?p_file_id=23033

³ Jan-Joost Schouten, WINN: De energieproducerende, duurzame dijk, Deltares, 2009,
<http://www.innoverenmetwater.nl/upload/documents/De%20energieproducerende%20duurzame%20dijk%20%28rapport%29.pdf>

geïdentificeerd van 3 TWh elektriciteitsproductie per jaar. De maatschappelijk winbare hoeveelheid elektriciteit uit golfslagenergie wordt geschat op 1 tot 1,5 TWh per jaar⁴.

Op het gebied van golfenergie zijn verschillende spelers actief, in diverse initiatieven:

- Noordzeeloket met de Gebiedsagenda 2050, <http://www.noordzeeloket.nl>.
- Nederlandse vereniging voor Energie uit Water, <http://www.energieuitwater.nl>.

Voor golfenergie vond er in de zomer van 2013 op 800 m voor de kust van Scheveningen een pilot plaats met de 'Slow Mill'.

In tabel 30 worden op indicatieve wijze een aantal kentallen gegeven om de ordegrrootte van de kosten van elektriciteit uit golfslagenergie te bepalen. In het bovengenoemde WINN project zijn geen kosten in kaart gebracht, vandaar dat gerefereerd is aan internationaal werk (ETSAP 2010)⁵.

Tabel 13: indicatieve technisch-economische parameters voor golfslagenergie op basis van windgolven

Parameter	Eenheid	Advies 2015
Installatiegrootte	[MW]	1,0
Investeringskosten	[€/kW _e]	8500
Vollasturen	[h/a]	2500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	300
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0

⁴ Voor brekende golven bij waterkeringen is geen potentieel gerapporteerd. Een indicatieve inschatting kan gemaakt worden op basis van een kental voor de golfenergie die jaarlijks bij de kust aankomt (2 tot 5 kW per strekkende meter kust) in combinatie met kansrijke locaties (Westkapelle en de Hondsbossche Zeewering (Schouten, 2009), hier indicatief aangenomen als 10 km). Uitgaande van 4000 vollasturen zou dat tot 0,2 TWh per jaar zijn.

⁵ ETSAP, Marine Energy, Energy Technology Systems Analysis Programme, May 2010.

5

Gewijzigde technisch- economische parameters t.o.v. SDE+2014

Voor de volgende categorieën zijn voor het conceptadvies SDE+2015 wijzigingen opgetreden in (de berekeningen van) de basisbedragen ten opzichte van het eindadvies SDE+2014:

Hernieuwbare elektriciteit

- Wind op land (invoering winddifferentiatie en introductie banking).
- Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$.
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 15 \text{ kWp}$ en aansluiting $> 3 \cdot 80 \text{ A}$.

Groen gas

- AWZI/RWZI (centrale verwerking van decentraal secundair slib).
- Biomassavergassing, $\geq 95\%$ biogeen.

Warmte en WKK

- Geothermie⁶.

In de volgende paragrafen zijn de berekeningen en gehanteerde technisch-economische parameters voor deze categorieën getoond.

⁶ Voor geothermie wensden ECN, DNV GL en TNO een andere categorie-indeling te bespreken tijdens de marktconsultatie. Hoewel de technisch-economische parameters niet zijn gewijzigd, is de tekst daarom wel in de dit hoofdstuk opgenomen.

5.1 Wind op land, turbinevermogen < 6MW en turbinevermogen ≥ 6MW; wind in meer, water ≥ 1 km².

In deze paragraaf staan in sectie 5.1.1 de belangrijkste wijzigingen ten opzichte van de SDE+2014 weergegeven voor windenergie. Sectie 5.1.2 beschrijft de indeling van categorieën, gevolgd door de uitgangspunten en rekenmethode in sectie 5.1.3. Tot slot wordt in sectie 5.1.4 een overzicht van de basisbedragen per categorie weergegeven.

5.1.1 Belangrijke wijzigingen t.o.v. SDE+2014

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken zijn voor de SDE+2015 voor windenergie op land twee belangrijke wijzigingen doorgevoerd⁷:

1. Afschaffing windfactor en introductie 'banking'.
2. Introductie winddifferentiatie naar gebiedsindeling.

Afschaffing windfactor en introductie 'banking'

In het concept-besluit SDE+ (AMvB) 2015 is een wijziging opgenomen waarbij de windfactor is afgeschaft en 'banking' is geïntroduceerd. Banking was al van toepassing op de andere categorieën binnen de SDE+. Vanaf 2015 zal banking (zowel forward als backward) in de SDE+ ook van toepassing zijn voor windenergie. Concreet betekent dit dat reeds geproduceerde vollasturen meegenomen mogen worden naar volgende jaren en een eventueel tekort aan geproduceerde vollasturen later gecompenseerd mag worden in een jaar met een hogere productie aan vollasturen.

Introductie winddifferentiatie naar gebiedsindeling

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken wordt voor de SDE+2015 een nieuwe vorm van winddifferentiatie meegenomen in het advies. Uitgangspunt van deze wijziging vanuit het ministerie van Economische Zaken is dat de huidige systematiek van winddifferentiatie naar vollasturen in de SDE+ weliswaar een stimulans is voor concurrentie op basis van windaanbod, maar nog steeds de nadelen heeft dat projecten op minder goede locaties mogelijk niet aan bod komen en dat projecten op betere locaties mogelijk worden overgestimuleerd. Dit kan ten koste gaan van de beschikbare middelen voor andere projecten. ECN en DNV GL hebben daarom een methodiek voor deze winddifferentiatie bepaald die overstimulering tegen gaat, die projecten in windarme gebieden de kans geeft om SDE te verkrijgen en waarbij aanvragen eenvoudig te beoordelen zijn. De winddifferentiatie gaat uit van een gebiedsgebonden methodiek; een passende windsnelheid wordt aan elke gemeente in Nederland gekoppeld op basis waarvan het aantal fases bepaald wordt waarin het project mag

⁷ Aankondiging in kamerbrief van Minister Kamp over de SDE+, 31 oktober 2013:
"Om effectieve stimulering van wind op land adequaat te borgen zal ik in 2014 een aantal aandachtspunten verder onder de loep nemen. Ik wil daarbij in ieder geval bekijken of ik winddifferentiatie een steviger fundament kan geven, bijvoorbeeld door maximale stimulering afhankelijk te maken van de locatie. Ook zal ik naar de effecten van de windfactor kijken."

indienen. Concreet betekent dit dat een project in een windrijke gemeente bijvoorbeeld in fase 1 en 2 mag indienen en dat een project in een windarme gemeente in 4 fases mag indienen. Daarnaast geldt dat er over de volle looptijd en openstelling van de SDE+ tevens mag worden ingediend tegen een lagere fase. Dat wil zeggen dat een project dat in een gemeente valt waarin alleen voor fase 1 mag worden ingediend, er ook tijdens de openstelling van fase 2, 3 en 4 mag worden ingediend voor het basisbedrag uit fase 1 met het bijbehorende aantal vollasturen uit fase 1.

Voorwaarde voor deze locatie-gebonden indeling is een accurate windkaart. De 'huidige' windkaart is gemaakt in 2005. ECN en DNV GL hebben het ministerie van Economische Zaken om die reden geadviseerd een update van de windkaart te laten maken alvorens een specifieke windsnelheid toe te kennen aan een gemeente. Deze update zal in de komende maanden gedaan worden. Dat betekent dat nog geen definitieve lijst van gemeente-indeling kan worden gegeven in dit conceptadvies.

Op verzoek van het ministerie van EZ zal deze winddifferentiatie ook worden ingevoerd voor de categorie windturbines ≥ 6 MW.

5.1.2 Categorieën windenergie

In opdracht van het ministerie van Economische Zaken is de volgende categorie-indeling aangehouden voor windenergie op land^[1], met onderscheid in wind op land, wind op land met turbines met ten minste 6 MW en wind in meer. Tevens is dit jaar, zoals al kort beschreven in hoofdstuk 4, op verzoek van het Ministerie van EZ een verkenning gedaan naar de categorie 'wind op dijkluchamen'.

In de categorie wind op land is advies gevraagd over een kosteneffectieve ondersteuning die volgens de regeling voor windenergie plaatsvindt via de vrije categorie. Daarbij ligt het basisbedrag vast en berekent het SDE+-model het bijbehorende aantal vollasturen waarover subsidie wordt verleend om een adequate ondersteuning te bieden. Voor de SDE+ 2015 is dit jaar de keuze gemaakt om de genoemde categorieën te koppelen aan de windsnelheden zoals weergegeven in **Tabel 14**. Zoals in de vorige paragraaf beschreven, leidt het gebruik van deze windsnelheden tevens tot maximum basisbedragen per gemeente voor zowel de categorie Wind op land als Wind op land ≥ 6 MW.

^[1] Voor de SDE+2013 werd deze onderverdeling gehanteerd om uitvoering te kunnen geven aan de moties Van der Werf (Kamerstuk 33 000 XIII, nr. 68) en Van Tongeren (Kamerstukken 29023, nr. 128)

Tabel 14: Onderverdeling categorieën windenergie en bijbehorende windsnelheden

Categorie	Onderverdeling	Windsnelheid op 100 meter [m/s]
Wind op land	Trede 1	8,0
	Trede 2	7,5
	Trede 3	7,0
	Trede 4	6,5
Wind op land \geq 6MW	Trede 1	8,0
	Trede 2	7,5
	Trede 3	7,0
	Trede 4	6,5
Wind in meer	-	8,0
Wind op dijklichamen	-	7,5

5.1.3 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de berekeningen van de SDE+2015 voor windenergie zijn verschillende uitgangspunten gehanteerd en aannames gedaan. De hieruit resulterende technisch-economische parameters staan in **Tabel 15**. De verschillende parameters worden in de onderstaande tekst nader toegelicht.

Algemene uitgangspunten

Voor de berekeningen voor wind op land wordt uitgegaan van een gemiddeld windpark van 15 MW bij de vier windsnelheidscategorieën. De grootte van het windpark is niet aangepast ten opzichte van vorig jaar. Wel is er een controleberekening uitgevoerd om te bepalen of grote windparken bij de basisbedragen uit kunnen. De productiekosten van grotere parken zijn lager dan die van kleine parken. Hoewel grotere parken te maken hebben met hogere netaansluitingskosten en hogere parkverliezen, wordt dit meer dan volledig gecompenseerd door het inkoopvoordeel dat behaald kan worden. Hierdoor is gebleken dat ook een groter referentieproject uit zou moeten kunnen voor de berekende basisbedragen.

Voor de categorie \geq 6 MW wordt gerekend met een parkgrootte van 60 MW en voor wind in meer met een parkgrootte van 150 MW. Voor wind op dijklichamen wordt een parkgrootte van 50 MW gehanteerd.

Tabel 15: Technisch-economische parameters voor de verschillende windcategorieën

Parameter	Eenheid	Wind op land	Wind op land \geq 6 MW	Wind in meer	Wind op dijklichamen
Installatiegrootte	[MW]	15	60	150	50
Investeringskosten	[€/kW _e]	1350	1775	2500	1600
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	15,3	15,3	15,3	15,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0148	0,0148	0,0218	0,0148

CAPEX: turbineprijzen en meerkosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor windenergie op land te komen, worden verschillende windturbintypes met bijbehorende investeringen gebruikt (inclusief kosten voor transport, opbouw en kraan). De turbineprijzen zijn ten opzichte van vorig jaar nagenoeg gelijk gebleven.

Bovenop de turbineprijs komen extra kosten voor fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, grondverwerkingskosten, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. Het percentage meerkosten is dit jaar gelijk gehouden aan het percentage van vorig jaar, namelijk op 33% van de turbinekosten. Voor wind op dijklichamen is het percentage meerkosten 50% door de hogere kosten voor met name de funderingen en de netaansluiting.

OPEX: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit garantie- en onderhoudscontracten en liggen op ongeveer 1,0 €/kWh. Voor de categorie wind in meer is gerekend met variabele O&M-kosten van 1,7 €/kWh. Voor alle categorieën komen daar bovenop de grondkosten. In de afgelopen jaren hebben ECN en DNV GL de RVOB-waarde voor grondkosten als leidend in de markt beschouwd. Op aangeven van het ministerie van EZ is vorig jaar een verlaging van de grondkosten met 10% doorgerekend, waarmee de grondkosten op 0,48 €/kWh kwamen te liggen. Aanname achter deze invoering was dat de markt deze prijsverlaging zou gaan volgen. Graag ontvangen we vanuit de markt reactie of deze ontwikkeling zich in de praktijk ook daadwerkelijk heeft ingezet. Daarnaast zal, door een toezegging door de Minister van EZ aan de Eerste Kamer (2 oktober 2013) dat de vergoeding voor grondkosten in de SDE+ vanaf 2014 stapsgewijs zal dalen, in het eindadvies waarschijnlijk met een andere grondvergoeding gerekend gaan worden dan in dit conceptadvies. De grondvergoeding blijft evenwel onderdeel van de marktconsultatie.

Voor de vaste jaarlijkse kosten is evenals vorig jaar gerekend met een bedrag van 15,3 €/kW voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Deze vaste kosten zijn ten opzichte van vorig jaar gelijk gehouden. Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, exclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 2% per jaar⁸.

Overige kosten

Bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) afdrachten aan decentrale overheden, kosten voor participatie van omwonenden, kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject en kosten ten gevolge van juridische procedures, worden door ECN en DNV GL niet meegewogen in de berekening van de productiekosten. Deze bijkomende kosten – evenals incidentele voordelen – zijn niet generiek van aard en mogen daarom conform de onderzoeksopdracht niet als subsidiabele kosten (of baten) door ECN en DNV GL gehonoreerd worden. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op eigen vermogen terugverdiend te kunnen worden.

⁸ Nb.: in het gepubliceerde OT-model is voor de grondkosten een initiële waarde opgenomen van 0,44 €/kWh. Deze waarde wordt in het model geïndexeerd met 2% per jaar zodat de netto contante waarde overeenkomt met 0,48 €/kWh niet-geïndexeerd.

Baten: opbrengsten turbines

Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in grote mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. De energieopbrengst is voor alle afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine bij de jaargemiddelde windsnelheden uit **Tabel 14**. In het model wordt de windsnelheid uit de tabel (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de daadwerkelijke ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Evenals vorig jaar wordt in het model voor wind op land en wind op dijklichamen tevens rekening gehouden met 10% opbrengstverlies, veroorzaakt door zogverliezen, niet-beschikbaarheid en elektrische verliezen. Voor wind in meer is dit percentage 14%.

5.1.4 Overzicht basisbedragen en correctiebedragen windenergie

De resulterende basisbedragen en bijbehorende vollasturen staan in **Tabel 16**.

Tabel 16: Basisbedragen voor wind op land, wind in meer en wind op dijklichamen op grond van de bestaande categorieën binnen de SDE+2015

Categorie	Referentie-windsnelheid (m/s)	Vollasturen	Basisbedrag (€ct/kWh)
Wind op land, trede 1	8,0	3500	7,0
Wind op land, trede 2	7,5	2850	8,0
Wind op land, trede 3	7,0	2450	9,0
Wind op land, trede 4	6,5	2150	10,0
Wind op land ≥ 6 MW, trede 1	8,0	3100	9,0
Wind op land ≥ 6 MW, trede 2	7,5	2750	10,0
Wind op land ≥ 6 MW, trede 3	7,0	2450	11,0
Wind op land ≥ 6 MW, trede 4	6,5	2200	12,0
Wind in meer	N.v.t.	3500	11,5
Wind op dijklichamen	N.v.t.	3300	8,0

Daarnaast zal voor de categorie wind op land – na update van de windkaart – een lijst gepubliceerd worden waarin de definitieve toedeling van maximale fase aan een gemeente gekoppeld wordt.

5.2 Fotovoltaische zonnepanelen, $\geq 15 \text{ kW}_p$ en aansluiting $> 3 \cdot 80\text{A}$

In dit advies is de referentie-installatie voor zon-PV ten opzichte van het eindadvies SDE+ 2014 niet gewijzigd: er wordt uitgegaan van een dakgebonden systeem van 100 kW_p . Op basis van de gemiddelde aanvraagsgrootte van ongeveer 200 kW voor projecten in de SDE+ van 2013 is ECN benieuwd of en in welke zin marktpartijen aanpassing van de referentie-installatie wenselijk achten.

Op grond van de onderzoeksopdracht wordt in dit advies een inschatting gegeven van de laagst mogelijke kosten. Er wordt daarom uitgegaan van een project dat kan worden aangesloten op een bestaande netwerkaansluiting en dat kan worden gerealiseerd onder gunstige condities. Voor een subsidietoekenning in de SDE+2015 geldt dat door de aanvrager binnen 1 jaar na inwerkingtreding de opdrachten voor de levering van onderdelen en voor de bouw van de productie-installatie moeten worden verstrekt. Daarom wordt in deze berekening uitgegaan van het verwachte prijsniveau in 2016.

De sterke prijsdaling van zonnepanelen die zich in 2011 en 2012 voordeed is in 2013 afgezwakt. De Marktinventarisatie van stichting Monitoring Zonnestroom⁹ laat zien dat de gemiddelde moduleprijs in Nederland tussen december 2012 en oktober 2013 met ongeveer 15% is gedaald. Er is daarbij convergentie in de prijzen zichtbaar, waarbij de notering voor goedkoopste panelen ongeveer constant blijft. Op de spotmarkt was er de eerste helft van 2013 sprake van een lichte prijsstijging, waarschijnlijk samenhangend met een anti-dumping conflict tussen de EU en Chinese PV-producenten. Medio 2013 heeft de EU met Chinese PV-producenten een minimumprijs en een maximum handelsvolume afgesproken voor zonnepanelen uit China. Partijen die niet meedoen met deze afspraak krijgen een anti-dumping importheffing opgelegd. De minimumprijs is per 1 april 2014 aangepast op basis van prijsontwikkelingen in de markt, van $0,56 \text{ €/W}_p$ naar $0,53 \text{ €/W}_p$; dit mechanisme maakt mogelijk dat kostprijzdaling door technologische ontwikkeling door kan gaan. Door wereldwijde overcapaciteit zal een neerwaartse prijsdruk blijven bestaan.

Prijzen van andere componenten zoals de inverter zijn het afgelopen jaar eveneens gedaald. Op grond van de historische groeicurve kan een leereffect van ongeveer 19% per verdubbeling van de wereldwijde productie van zonnepanelen worden verondersteld. Voor de inverter wordt een leereffect van 10% per verdubbeling geconstateerd. De prijs van overige componenten wordt verondersteld te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. In dit conceptadvies wordt aangenomen dat de prijzen voor de verschillende componenten ten opzichte van het advies van vorig jaar verder dalen langs de leercurve. Dit betekent een prijsdaling van ongeveer 6% per jaar voor modules, 3% per jaar voor inverters, en een daling van rond 2% per jaar voor installatiemateriaal en arbeidskosten. Om de aangenomen kostenstructuur van PV projecten aan meer praktijkcases te toetsen wordt in de consultatiefase aan marktpartijen gevraagd de kostenstructuur van actuele projecten te delen.

⁹ Stichting Monitoring Zonnestroom, Rapportnummer SMZ - 2013 - 5, Datum: 15 december 2013

Informatie uit verschillende bronnen laat zien dat investeringskosten van systemen met een omvang van ongeveer 100 kW_p in 2014 onder gunstige condities ongeveer 1130 €/kW_p bedragen. Rekening houdend met gematigde verdere prijsdaling gaat dit conceptadvies uit van een prijsniveau in 2016 van ongeveer 1030 €/kW_p voor voordelige dakgebonden *turn key*-systemen. In dit bedrag is rekening gehouden met de mogelijke vermogensafname. Dit correspondeert met een basisbedrag van 14,2 €/kWh. De technisch-economische parameters zijn samengevat in **Tabel 17**.

Tabel 17: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	0,1	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1030	€ 103 duizend
Vollasturen	[h/a]	1000	
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	17	€ 1700 / jaar

5.3 AWZI/RWZI

5.3.1 AWZI/RWZI - Centrale thermofiele vergisting van secundair slib inclusief WKK

Deze categorie binnen AWZI/RWZI ondergaat een belangrijke wijziging ten opzichte van het SDE-advies in 2013¹⁰. In dat SDE-advies van 2013 was de nieuwbouw van deze vergister doorberekend op basis van informatie verstrekt door waterschappen gebaseerd op een gerealiseerde case. De toenmalige berekening liet zien dat de voordelen van deze vorm van slibgisting zo hoog zijn, met name door de vermeden kosten van slibverwerking, dat realisatie van een dergelijke vergistingsinstallatie rendabel is. Inmiddels is er nieuwe informatie door de waterschappen beschikbaar gesteld, waardoor het eerder berekende voordeel lager uitvalt. Dit hangt zeer sterk samen met de aangenomen kosten voor slibeindverwerking. Initieel was door de waterschappen € 90 per ton slibkoek (inclusief toeslagstoffen en droge stof-gehalte van ca. 28%) gecommuniceerd. De waterschappen verwachten echter dat deze prijs gemiddeld zal dalen. Aanvullende informatie hieromtrent geeft geen eenduidig beeld, maar het merendeel van de bronnen bevestigt deze verwachte daling.

Enerzijds zijn lagere slibverwerkingskosten voor het gehele proces van rioolwaterzuivering financieel gunstig, maar anderzijds beïnvloedt dit een investering in dit type vergistingsinstallaties negatief: de businesscase wordt onaantrekkelijker.

¹⁰ Lensink, S.M. et al (2013): *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014*. ECN-E--13-050, ECN.

De case is opnieuw doorgerekend met een slibverwerkingsprijs van 82 €/ton. Deze waarde is gekozen als laagste prijs: indien gerekend wordt met nog lagere slibverwerkingsprijzen, zal het basisbedrag zeer sterk toenemen, terwijl het gehele proces tegelijkertijd reeds financieel gunstig beïnvloed wordt.

Voor deze case is uitgegaan van informatie verstrekt door de waterschappen; deze is geverifieerd bij een adviesbureau op dit gebied. Deze case omvat een relatief grote thermofiele vergistingsinstallatie, waarin secundair slib afkomstig van meerdere RWZI's wordt verwerkt en het geproduceerde biogas door middel van een WKK-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Door de afbraak van secundair slib van diverse RWZI's op basis van deze techniek worden slibverwerkingskosten bespaard. Dit wordt berekend ten opzichte van de referentiesituatie waarin alle slib verwerkt moet worden. Daarnaast zijn de kosten voor de WKK ook in de case meegenomen.

Tabel 18: Technisch-economische parameters van centrale, thermofiele vergisting van secundair slib. In de vaste O&M kosten zijn alle operationele kosten bij elkaar opgeteld. Deze kosten zijn negatief door de afbraak van slib middels deze techniek, waardoor slibverwerkingskosten worden bespaard.

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,900	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,700	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,919	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{elek}]	14928,6	€ 10,45 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{elek}]	-1501,3	€ -1051/jaar
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

5.3.2 AWZI/RWZI - thermische drukhydrolyse

Na hydrolyse kan verder ontwaterd worden, waardoor de slibafvoerkosten afnemen.

Deze categorie is ten opzichte van 2014 onveranderd gebleven. De biogasproductie uit waterzuiveringsinstallaties kan vergroot worden door een uitbreiding van een bestaande zuiveringsinstallatie met een installatie voor thermische drukhydrolyse. Aangenomen wordt dat de bestaande zuiveringsinstallatie reeds van een WKK-gasmotor is voorzien.

In waterzuiveringsinstallaties wordt zuiveringsslib 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 waterzuiveringsinstallatie gedekt. Een nieuwe ontwikkeling bij waterzuiveringsinstallaties is het uitbreiden van deze vergistingsinstallaties met ontwatering en hydrolyse op basis van thermische druk. Hierdoor wordt een hogere gasopbrengst per ton slib bereikt. Door de voor-

geschakelde 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 thermischedrukhydrolyse, nog verder ontwaterd kan worden, wat leidt tot lagere transportkosten.

In de referentie-installatie van de uitbreiding van de voorbewerking van een waterzuiveringsinstallatie zijn alleen de investeringskosten in de thermischedrukhydrolyse 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 thermischedrukhydrolysestap kan op verschillende manieren worden toegepast:

- Elektriciteitsproductie (meer opwekking voor eigen verbruik, waarbij de warmte van de WKK volledig wordt ingezet voor de thermischedrukhydrolyse).
- Opwerking van biogas tot groengaskwaliteit.
- Ruwbiogaslevering voor externe toepassingen.

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 of groengaslevering moet meer dan de meeropbrengst van de hydrolyse aan gas ingezet worden voor het verwarmen van de hydrolyse. Daarom concluderen ECN en DNV GL dat alleen een WKK-optie hier nuttig kan zijn, waarbij een WKK van ca. 720 kW_e de benodigde warmte kan leveren. Omdat alle warmte gebruikt wordt voor het interne proces, blijft alleen hernieuwbare elektriciteit als geleverd product over, waarover een SDE+-vergoeding ontvangen kan worden.

De technisch-economische parameters voor elektriciteitsproductie staan in **Tabel 19**.

Tabel 19: Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (elektriciteit uit WKK met voorgeschakelde thermischedrukhydrolyse)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
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	€ 4,4 miljoen
Totale variabele kosten	[€/kW _e]	800	€ 578 duizend/jaar

5.3.3 AWZI/RWZI - WKK

Met de categorieën AWZI/RWI WKK en Groen Gas willen ECN en DNV GL de situatie beschrijven waarbij voorheen geïnvesteerd is in productie van duurzame energie en waar een vervangingsinvestering gedaan moet worden, hetzij door een nieuwe gasmotor-WKK (zie deze paragraaf), hetzij door groen gas uit te koppelen (zie 5.3.4). In de referentie-installaties wordt niet gerekend met een hubaansluiting voor de referentie-installatie, omdat het Ministerie gevraagd heeft naar één basisbedrag voor zowel zelfstandige installaties als hubaansluitingen.

Nieuwe gasmotor-WKK als vervanging van oude gasmotor-WKK

Door renovatie van huidige vergistingsinstallaties kan de duurzame-energieopwekking op een AWZI/RWZI verhoogd worden door efficiëntieverbetering en het verhogen van de gasproductie. Door het vervangen van de oude gasmotoren door nieuwe efficiëntere motoren wordt de elektriciteitsproductie verhoogd. Door het renoveren van de vergister, met een eventuele ombouw naar een thermofiele gisting, kan de gasproductie verder verhoogd worden. Bij toepassing van moderne gasmotoren met hogere efficiëntie dient het ruwe biogas dat ontstaat bij vergisting van waterzuiverings-slib een extra reinigingsstap te ondergaan. Daarom is in de berekening een additionele investeringspost opgenomen voor de investering in een actiefkoolfilter en zijn de O&M-kosten verhoogd door actiefkoolverbruik van de filters.

Tabel 20: Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2014	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,541	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,200	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,257	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	600	€ 0,32 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	57	€ 31 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	22	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

5.3.4 AWZI/RWZI - Groen Gas

Productie van Groen Gas na verwijdering van oude gasmotor-WKK

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van $100 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (of ca. $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$ groen gas). Dat is vergelijkbaar met een WKK-vermogen van 200 kW_e . Voor waterzuiveringsinstallaties is gaswassing de referentietechnologie voor gaszuivering. 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 hierbij vrijkomt kan worden gebruikt voor het dekken van een deel van de warmtevraag van de vergister. De vereiste elektriciteit wordt ingekocht. Zie **Tabel 21** voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van groen gas.

Tabel 21: Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (groen gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	$[\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	100	
Vollasturen	$[\text{h}/\text{a}]$	8000	
Interne warmtevraag	$[\% \text{ biogas}]$	15%	
Interne elektriciteitsvraag	$[\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}]$	0,15	
Elektriciteitsstarief	$[\text{€}/\text{kWh}]$	0,10	
Investeringskosten (vergister)	$[\text{€ per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	-	€ 0,64 miljoen gezaamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	$[\text{€ per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	7515	
Vaste O&M-kosten (vergister)	$[\text{€}/\text{a per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	-	€ 43 duizend/jaar gezaamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	$[\text{€}/\text{a per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	506	
Energie-inhoud substraat	$[\text{GJ}_{\text{biogas}}/\text{ton}]$	22	
Grondstofkosten	$[\text{€}/\text{ton}]$	n.v.t.	
Grondstofprijsoverlag	$[\text{€}/\text{ton}]$	n.v.t.	
Rendement gaszuivering	$[\% \text{ methaan}]$	99,9%	

5.4 Geothermie

Voor geothermie worden de volgende categorieën onderscheiden: in sectie 5.4.1 geothermische warmte, diepte $\geq 500\text{m}$; in sectie 5.4.2 geothermische warmte, diepte $\geq 3300\text{m}$ en tot slot geothermie gecombineerde opwekking, diepte $\geq 500\text{m}$. ECN, DNV GL en TNO hebben deze categorie-indeling geadviseerd voor de SDE+2014. Dit conceptadvies SDE+2015 hanteert dezelfde indeling met dezelfde technisch-economische parameters. Deze categorie-indeling staat open voor consultatie.

5.4.1 Geothermische warmte, diepte $\geq 500\text{m}$

ECN, DNV GL en TNO hebben voor de SDE+2014 een categorie geadviseerd geothermische laagtemperatuurwarmte, indien geschikt voor de toepassing. Hiermee wordt bedoeld op toepassingen met een warmtevraag met een temperatuur van ca. 70°C tot 100°C , zoals glastuinbouw of eventueel laagtemperatuurstadsverwarming voor nieuwbouw. De volgende kenmerken zijn voor geothermische laagtemperatuurwarmte van belang:

- Een relatief kleine boordiepte (1500 meter tot 3000 meter) met een temperatuurniveau tot ongeveer 100°C.
- Gelijktijdige warmtelevering aan meerdere glastuinbouwbedrijven.
- Een referentiesysteem met 6000 vollasturen.

Met deze parameters zijn grote projectvermogens (>20 MW) mogelijk als putten met grote boordiameter worden geboord, maar ook projecten met lagere vermogens zijn mogelijk door putten met een kleinere diameter te boren met bijbehorende lagere investeringskosten.

De glastuinbouwsector zal de voornaamste toepassing zijn van geothermische warmte met lage temperatuur in Nederland in de nabije toekomst. Gezien het temperatuurniveau en vermogen gaat dit waarschijnlijk voornamelijk om kleine clusters van glastuinbouwbedrijven. Hiervoor is ook een investering in een warmtetransportleiding meegenomen in de berekening. Voor het aantal vollasturen is 6000 uur per jaar aangenomen. De technisch-economische parameters voor 8 ½" en 20 MW_{th} zijn weergegeven in **Tabel 22**. De overige scenario's doorgerekend voor deze categorie kennen een gelijke kostenopbouw.

Tabel 22: Technisch-economische parameters geothermische laagtemperatuurwarmte

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	20,4	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6000	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	1620	€ 33 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	36	€ 734 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	1,01	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsoverslag	[€/ton]	n.v.t.	

5.4.2 Geothermische warmte, diepte ≥ 3300 m

Voor geothermische hogetemperatuurwarmte hebben ECN, DNV GL en TNO een tweede categorie geadviseerd. Bij geothermische hogetemperatuurwarmte wordt bedoeld op een temperatuur van meer dan 120°C. Een dergelijk temperatuurniveau past goed bij bestaande stadsverwarming of een mix van stadsverwarming en glastuinbouw. Door de hogere kosten voor een diepe boring is aangenomen dat hogetemperatuurprojecten enkel op locaties met minimaal een temperatuurgradiënt van 33,5°C/km (gemiddeld voor Nederland) worden uitgevoerd. De volgende kenmerken zijn voor geothermische hogetemperatuurwarmte van belang:

- Een relatief grote boordiepte (referentie 3500 meter) met temperatuurniveau van meer dan 120°C.
- Warmtelevering aan een mix van stadsverwarming en glastuinbouw.
- Een relatief hoog aantal vollasturen van 7000 uur/jaar of meer.
- Horizontaal boren met grondstimulering is in meer of minder mate benodigd.

De scheiding tussen de twee geothermische warmtecategorieën moet eenduidig, meetbaar en voorafgaand aan het project bekend zijn. Er is daarom gekozen voor een grens op 3300 meter boordiepte voor productie- en injectieput. Eigenschappen als temperatuur, debiet, vermogen en investeringskosten zijn niet van tevoren (volledig) bekend en vormen daardoor geen goede basis voor verschillende categorieën geothermische warmte.

Stadsverwarming voor bestaande wijken of nieuwbouwwijken, in combinatie met cascadelevering aan glastuinbouw, wordt voorzien als de belangrijkste toepassing voor geothermische warmte met een hogere temperatuur. **Tabel 23** geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentie-installatie voor deze categorie (7½", 14 MW_{th}), met een boordiepte van 3500 m. De investeringskosten zijn 2230 €/kW_{th}, uitgaande van een doublet met een vermogen van 14 MW_{th}. Het aantal vollasturen is op 7000 uur/jaar gesteld, wat haalbaar moet zijn door de combinatie van warmte-afnemers met verschillende verbruiksprofielen. In relatie hiertoe is ook een investering in een warmtetransportleiding meegenomen in de berekening.

Tabel 23: Technisch-economische parameters geothermische hogetemperatuurwarmte

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	13,8	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	2230	€ 31 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	48	€ 662 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	1,62	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsoplag	[€/ton]	n.v.t.	

5.4.3 Geothermie gecombineerde opwekking, diepte

≥500 meter

De categorie warmtekracht is niet gewijzigd ten opzichte van het advies voor de basisbedragen 2014. ECN, DNV GL en TNO zijn voornemens om de categorie voor geothermische warmtekracht volgend jaar te evalueren in samenwerking met marktpartijen aan de hand van concrete projecten die dan in de ontwerpfase zitten, om zodoende een actuelere referentie-installatie te kunnen bepalen.

De referentie-installatie van geothermische warmtekracht verschilt in karakterisering van de overige referentie-installaties. Voor geothermische warmtekracht is gekozen voor een referentie met zeer gunstige bodemcondities: een temperatuurgradiënt van 35°C/km en een debiet van 200 m³/uur. De referentie-boordiepte bedraagt 4000 meter. Dit levert een bronvermogen voor de referentie-installatie op van 25,6 MW_{th}. Het outputvermogen is 11,9 MW_{finaal} (10,0 MW_{th} en 1,9 MW_e), zie **Tabel 24**. De referentie-installatie (naar alle waarschijnlijkheid een EGS-installatie) kan gezien de diepte en de

noodzaak tot grondstimulering beschouwd worden als een innovatief project in de zin dat er nog geen vergelijkbare geothermieprojecten in Nederland gerealiseerd zijn.

Tabel 24: Technisch-economische parameters geothermische hogetemperatuurwarmte

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	25,6	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,9	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	10,0	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	5000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	7%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1100	€ 28 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	45	€ 1,2 miljoen/jaar
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsoplag	[€/ton]	n.v.t.	

Er wordt aangenomen dat de warmte wordt geleverd aan een afstandsverwarmingsnetwerk met een temperatuurniveau van 75°C en dat elektriciteit wordt opgewekt met een Organic Rankine Cycle (ORC). Het netto elektrisch vermogen van de ORC wordt geschat op 1,9 MW_e, wat overeenkomt met een netto rendement van ruim 7%. Het aantal vollasturen voor elektriciteit is 5000 uur/jaar, exclusief eigen gebruik. 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.

5.5 Biomassa vergassing (≥95% biogeen)

Een bio-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 (bio-SNG) waarna het als groen gas in het aardgasnet ingevoerd kan worden. Ten opzichte van het eindadvies SDE+2014 wordt verwacht dat een biomassavergassingsinstallatie tot een hogere netto gaslevering kan komen. Daardoor daalt het basisbedrag ten opzichte van het eindadvies SDE+2014.

Referentie is een commerciële installatie die het stadium van kleinschalige demonstratie is gepasseerd.

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. 10 MW_{th} oftewel een productievermogen van 790 Nm³ groengas/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 gasopwaarderinginstallatie

zorgt voor een complexe productie-installatie: daarom wordt uitgegaan van 7500 vollasturen per jaar. Zie **Tabel 25** voor de technisch-economische parameters.

Tabel 25: Technisch-economische parameters vergassing van biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ /h]	790	
Vollasturen	[h/a]	7500	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³]	0,2	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€ per Nm ³ /h]	23600	€ 18,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ /h]	1180	€ 932 duizend/jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	9,0	
Grondstofkosten	[€/ton]	48,0	
Grondstofprijsoverlag	[€/ton]	1,0	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	100,0%	

6

Ongewijzigde technisch- economische parameters t.o.v. SDE+2014

Voor de volgende categorieën zijn in dit conceptadvies SDE+2015 de basisbedragen ongewijzigd ten opzichte van het eindadvies SDE+2014:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm.
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie.
- Osmose.
- Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm.
- Allesvergisting.
- Vergisting en covergisting van dierlijke mest.
- Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest.
- Verlengde levensduur allesvergisting.
- Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest.
- Bestaande vergisting en covergisting van dierlijke mest, uitbreiding warmte.
- Bestaande thermische conversie van vaste of vloeibare biomassa, uitbreiding warmte.
- Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm.
- Geothermie.

Deze categorieën zijn in de onderstaande paragrafen overgenomen uit het eindadvies SDE+2014.

6.1 Energie uit water

6.1.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Het verval van rivieren in de Nederlandse delta is gering. Toch zijn bestaande kunstwerken in rivieren geschikt om voldoende valhoogte te creëren die benut kan worden in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert deze doorgaans van drie tot zes meter, maar hij kan oplopen tot elf meter in uitzonderlijke situaties. De mogelijke 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.

Voor de categorie waterkracht nieuw is de referentie-installatie vastgesteld op een valhoogte van minder dan vijf meter. Het basisbedrag ligt boven de 15 €/kWh.

De technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor waterkracht is samengevat in **Tabel 26**.

Tabel 26: Technisch-economische parameters waterkracht nieuw

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	5700	
Investeringskosten	[€/kW _e]	8150	€ 8,2 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	100	€ 100 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	

6.1.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Als onderdeel van het 'Programma Rijkswateren 2010 – 2015' worden de voor vissterfte geldende normen voor bestaande waterkrachtcentrales aangescherpt. Dit heeft tot gevolg dat visbeschermende maatregelen moeten worden doorgevoerd. Voor de referentie-installatie van de categorie waterkrachtrenovatie wordt vervanging van de bestaande turbines door een visvriendelijke variant beschouwd. De parameters in deze categorie zijn ten opzichte van het advies 2013 ongewijzigd.

De belangrijkste wet- en regelgeving omtrent vissterfte bij kunstwerken wordt gevormd door de Europese kaderrichtlijn water uit 2000, de in 2009 herziene Beneluxbeschikking vrije vismigratie en de Europese aalverordening. Het 'Programma Rijkswateren 2010-2015' bevat een uitwerking hiervan voor Nederland voor de wateren die onder beheer zijn van Rijkswaterstaat. Als onderdeel van de beheer- en ontwikkelplannen gaan voor een aantal bestaande waterkrachtcentrales strengere eisen gelden met betrekking tot

vissterfte. Om invulling te geven aan deze eisen zullen de bestaande waterkrachtcentrales moeten worden aangepast. De inpassing van een innovatieve visvriendelijke turbine lijkt vooralsnog de voornaamste manier om aan de strengere eisen op het gebied van vissterfte te voldoen.

Voor de categorie waterkrachtrenovatie is een referentie-installatie gedefinieerd waarvan de bestaande turbines vervangen worden door visvriendelijke turbines. Het is zeer waarschijnlijk dat bij een dergelijke renovatie ook (een deel van) de elektrische infrastructuur, zoals de generator, transformatoren en bediening moeten worden aangepast. Er wordt aangenomen dat de benodigde aanpassingen aan de civiele werken (de kunstwerken) nihil zijn. In **Tabel 27** zijn de technisch-economische parameters voor de categorie waterkracht-renovatie opgenomen.

Tabel 27: Technisch-economische parameters visvriendelijke renovatie van waterkracht

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	4300	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1600	€ 1,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	80	€ 80 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	

6.1.3 Osmose

Uit het potentiaalverschil tussen zoet en zout water kan energie (elektriciteit dan wel arbeid) worden opgewekt. De twee varianten van osmose-energie die in het onderzoek- en ontwikkelingsstadium zijn, zijn PRO (naar het Engelse *pressure retarded osmosis*) en omgekeerde elektrolyse (RED). In 2013 is begonnen met een kleine pilot-installatie van het RED-type bij de Afsluitdijk. De referentie-installatie en de daarop gebaseerde technisch-economische parameters voor osmose-energie zijn ongewijzigd ten opzichte van vorig jaar, zie **Tabel 28**.

Tabel 28: Technisch-economische parameters osmose

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Investeringskosten	[€/kW _e]	36000	€ 36 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	130	€ 130 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	

6.1.4 Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm

De parameters voor deze techniek zijn niet veranderd ten opzichte van het advies uit eerdere jaren. Dat advies was voornamelijk gebaseerd op inshore vrije getijdenstromingsenergie: projecten die gerealiseerd worden in of nabij kunstwerken zoals zeeweringen of halfdoorlatende dammen die gebruik maken van de aanwezige getijdenwerking. Bij de Oosterscheldekering zijn twee vergunningen afgegeven voor de benutting van getijdenenergie uit vrije stroming. Deze projecten staan gepland voor realisatie in 2014 en zullen elektriciteit leveren aan het elektriciteitsnet. In **Tabel 29** staan de gebruikte technisch-economische parameters voor energie uit vrije stroming.

Tabel 29: Technisch-economische parameters energie uit vrije stroming

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,5	
Vollasturen	[h/a]	2800	
Investeringskosten	[€/kW _e]	5100	€ 7,7 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	155	€ 233 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	

6.2 Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m²

In de SDE+-regeling kennen zonthermische installaties een minimumeis van tenminste 100 m² collectoroppervlak. Het ministerie van Economische Zaken heeft opdracht gegeven om een advies uit te brengen voor zon-thermische installatie met deze ondergrens van 100 m² als uitgangspunt. De technisch-economische parameters staan in **Tabel 30**. Deze parameters zijn ongewijzigd ten opzichte van de SDE+2014.

Investeringskosten

Er is een groot verschil in investeringskosten tussen systemen in nieuwbouw en systemen in bestaande bouw, wat onder andere veroorzaakt wordt door de complexiteit van de inpassing in de bestaande bouw. Uit door marktpartijen aangeleverde kostencijfers blijkt dat er een daling in investeringskosten optreedt van kleine systemen (600 tot 1200 €/m²) tot systemen van ongeveer 200 m² (300 tot 700 €/m²). Dat betekent dat er bij grotere systemen duidelijke schaaffecten optreden. Een systeem van 50 m² is per oppervlakte-eenheid 25% duurder dan een systeem van 100 m². Voor een systeem van 100 m² wordt door de markt een prijs van 600 €/m² genoemd, iets lager dan het investeringsbedrag dat nu aan de berekening ten grondslag ligt. Anderen noemen het bedrag van 700 €/m² realistisch. De kosten van een gecertificeerd meetsysteem bedragen ongeveer € 1500 tot € 2000.

Vaste O&M-kosten en variabele O&M-kosten (warmte)

De in de tabel genoemde bedragen voor onderhoud worden laag genoemd: voor een systeem van 100 m² resulteert een bedrag van € 900, wat neerkomt op 1 à 2 dagen werk. Dat is wellicht niet bij alle installaties toereikend.

Bij grotere zonthermische systemen treden duidelijke schaalvoordelen op.

Vollasturen warmteafzet

Er is in de marktconsultatie opgemerkt dat de waarde voor het aantal vollasturen afhankelijk is van de toepassing, met name het warmteverbruikpatroon en het gevraagde temperatuurniveau, maar dat de waarde van 700 uren per jaar een redelijke aanname is.

Tabel 30: Technisch-economische parameters zon-thermisch

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,100	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	700	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	700	€ 70 duizend
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	5,0	€ 500/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	3,2	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

6.3 Allesvergisting

6.3.1 Allesvergisting (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. 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 31** voor de technisch-economische parameters van productie van groen gas bij allesvergistingsinstallaties. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 31: Technisch-economische parameters allesvergisting (groen gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	950	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	10%	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,25	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	3900	€ 5,8 miljoen gezaamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	2400	
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	220	€ 414 duizend/jaar gezaamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	240	
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	25,0	
Grondstofprijsoslag	[€/ton]	n.v.t.	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	

6.3.2 Warmte allesvergisting en gecombineerde opwekking allesvergisting

Bij deze vergistingsoptie wordt een bestaande installatie aangepast, waarbij een productie-installatie voor elektriciteit of warmte in de bestaande installatie wordt geïntegreerd. De grondstof komt hoofdzakelijk beschikbaar vanuit de bestaande installatie en de energie van het geproduceerde biogas wordt goeddeels teruggeleverd aan dezelfde installatie in de vorm van elektriciteit, biogas, warmte of een combinatie daarvan.

De schaal grootte van nieuwe WKK-initiatieven is kleiner dan of rond de 3 MW_e. Voor de nieuwe duurzame warmte-initiatieven ligt een op acht rond de 5 MW_{th}. Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 3 MW_e (8,1 MW_{th_input}). De prijzen voor grondstoffen worden hoofdzakelijk bepaald door de veevoedermarkten, waar vrijwel alle grondstoffen een alternatieve toepassing 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 32** en **Tabel 33** staan de technisch-economische parameters van allesvergisting voor respectievelijk hernieuwbare warmte en gecombineerde opwekking (WKK).

Tabel 32: Technisch-economische parameters warmte allesvergistig

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,100	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	586	€ 4,1 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	32	€ 222 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0,54	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	25,0	
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	n.v.t.	

Tabel 33: Technisch-economische parameters gecombineerde opwekking allesvergistig

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
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}]	1055	€ 8,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	78	€ 632 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	25,0	
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	n.v.t.	

6.4 Vergisting en covergisting van dierlijke mest

Bij covergisting van mest voor de productie van groen gas, hernieuwbare warmte en WKK-toepassingen wordt naast mest gebruik gemaakt van ten hoogste 50% aan cosubstraat als input voor de vergister.

6.4.1 Vergisting en covergisting van dierlijke mest (gas)

Recente mestcovergistinginitiatieven richtten zich overwegend op de SDE-categorie voor productie van duurzame warmte. Groengasprojecten of WKK-initiatieven zijn beperkt in aantal. Voor nieuwe installaties is een productiecapaciteit geraamd van 505 Nm³/h ruw biogas (of 315 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. Voor productie op grotere 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 verstoken. De restwarmte die bij gaswassing vrijkomt is voldoende voor het verwarmen van de vergister. De benodigde elektriciteit wordt ingekocht. Er wordt aangenomen dat invoeding van het geproduceerde groen gas op het lokale net van 8 bar mogelijk is. Zie **Tabel 34** voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van groen gas. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaanluiting.

Tabel 34: Technisch-economische parameters mestcovergisting (groen gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	505	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	10%	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,25	
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	4500	€ 3,6 miljoen gezaamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	3020	
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	280	€ 278 duizend/jaar gezaamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	300	
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,40	
Grondstofkosten	[€/ton]	32,1	
Grondstofprijsoverlag	[€/ton]	0,5	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	

6.4.2 Warmte en gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Het is niet mogelijk om alle prijsrisico's af te dekken in langetermijncontracten. Wel bestaat enige flexibiliteit in de substraatmix.

De samenstelling van het cosubstraat bij mestcovergistingsinstallaties is door de jaren heen veranderd, waardoor de gasopbrengst per ton cosubstraat substantieel gestegen is naar ruim boven de 100 Nm^3 per ton aan mengsel van mest en cosubstraat. Nieuwe initiatieven voor mestcovergisting voor elektriciteitsproductie hadden in de afgelopen twee jaar een schaalgrootte voor WKK van circa 1 MW_e of kleiner. Voor de nieuwe initiatieven voor duurzame warmte is de spreiding in schaalgrootte ruimer. Zo heeft één op de acht initiatieven een schaalgrootte van tussen de 2 en 6 MW_{th} . Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van $1,1 \text{ MW}_e$ (3 MW_{th_input}). Een installatie met deze schaalgrootte blijft ruim onder de MER-grens en kan van mest worden voorzien door twee grote bedrijven. Het eerste jaar zal extra kosten opleveren ten gevolge van het opstarten van de installatie. Deze meerkosten zijn verrekend in de investeringskosten en leiden tot een totaal aan investeringskosten van 1150 €/kW_{th} .

Bij mestcovergisting ten behoeve van duurzame warmte is uitgegaan van investeringskosten van 950 €/kW_{th} , inclusief de kosten voor een additionele ketel. De ketel levert warmte/stoom van ca. 120°C . Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet.

Het rendement van de gasmotor die deel uitmaakt van de WKK-installatie is berekend op een niveau dat aan de NO_x -emissie-eisen uit het Besluit Emissie-eisen Middelgrote Stookinstallaties (BEMS) voldaan wordt. 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 $\text{€ } 1$ per ton cosubstraat.

In **Tabel 35** en **Tabel 36** staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor respectievelijk warmte en WKK.

Tabel 35: Technisch-economische parameters mestcovergisting (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	954	€ 2,4 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	57	€ 146 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0,54	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	32,1	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0,5	

Tabel 36: Technisch-economische parameters mestcovergisting (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,973	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,100	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,440	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1150	€ 3,42 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	85	€ 253 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	32,1	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0,5	

6.5 Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

Mestmonovergisting is nog in ontwikkeling.

Nederland beschikt over een grote mestvoorraad. Naast covergisting van mest voor de productie van groen gas, hernieuwbare warmte en WKK-toepassingen, is het mogelijk om mest te vergisten zonder gebruik te maken van cosubstraat. In 2012 heeft het ministerie van Economische Zaken ECN en DNV GL verzocht om afzonderlijk over de productiekosten voor mestmonovergisting te adviseren. Mestmonovergisting is nog in ontwikkeling en de gasopbrengsten zijn nog te laag.

6.5.1 Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (gas)

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van $20,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (of $11 \text{ Nm}^3/\text{h}$ groen gas). Dat is vergelijkbaar met een WKK-vermogen van 39 kW_e ; daarmee is de referentie consistent met de referentie in het advies voor hernieuwbare elektriciteit voor deze categorie. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor een configuratie van membranen. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoppen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Zie **Tabel 37** voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van groen gas.

Tabel 37: Technisch-economische parameters mestmonovergisting (groen gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	$[\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	20,5	
Vollasturen	$[\text{h}/\text{a}]$	8000	
Interne warmtevraag	$[\% \text{ biogas}]$	18%	
Interne elektriciteitsvraag	$[\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}]$	0,49	
Elektriciteitsstarief	$[\text{€}/\text{kWh}]$	0,10	
Investeringskosten (vergister)	$[\text{€ per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	14900	€ 0,44 miljoen Gezamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	$[\text{€ per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	8300	
Vaste O&M-kosten (vergister)	$[\text{€}/\text{a per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	807	€ 24 duizend/jaar Gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	$[\text{€}/\text{a per Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}]$	454	
Energie-inhoud substraat	$[\text{GJ}_{\text{biogas}}/\text{ton}]$	0,63	
Grondstofkosten	$[\text{€}/\text{ton}]$	n.v.t.	
Grondstofprijsoverlag	$[\text{€}/\text{ton}]$	n.v.t.	
Rendement gaszuivering	$[\% \text{ methaan}]$	99,0%	

6.5.2 Elektriciteit vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op mest uit eigen bedrijf. Op basis van de energie-inhoud van mest en het elektrisch rendement van de gasmotor levert de referentie-installatie een netto elektrische output van 39 kW_e. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 26 kW_{th} warmte geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Alleen elektriciteit blijft daarbij over om af te zetten en om SDE+ over te vergoeden.

In **Tabel 38** en **Tabel 39** staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor respectievelijk warmte en elektriciteit.

Tabel 38: Technisch-economische parameters mestmonovergisting (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,123	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	18	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,16	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	3340	€ 0,31 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	187	€ 18 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0,87	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0,63	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

Tabel 39: Technisch-economische parameters mestmonovergisting (elektriciteit)

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,123	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,039	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,026	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	0	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	32%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	3390	€ 0,42 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	245	€ 30 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	0,63	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

6.6 Ketels op vaste of vloeibare biomassa

De laatste twee jaar is een trend waarneembaar dat kleinschalige installaties tussen de 0,5 en 1 MW_{th} ontwikkeld worden. Voor ketels met vaste biomassa worden twee systeemgroottes onderscheiden, waarbij de grens op 5 MW_{th} ligt. Ketels op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW_{th} worden beschreven in 6.6.1; ketels op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th} worden beschreven in 6.6.2, waarin ook een samenvattende tabel gegeven is met alle technisch-economische parameters van beide systeemgroottes.

6.6.1 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW_{th}

(snoeihout)

De referentie-installatie voor deze categorie is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout ingezet wordt als referentie-brandstof. In 2013 is de verwachte subsidie bij maximale bedrijfstijd € 39 duizend per jaar voor een ketel van 750 kW_{th}. In praktijk zal het bij deze schaalgrootte voorkomen dat de 7000 vollasturen niet worden gehaald. Daardoor zullen initiatieven ter grootte van 750 kW_{th} die in 2013 SDE-subsidie aangevraagd hebben naar verwachting tussen de 20 en € 39 duizend per jaar aan subsidie ontvangen.

In dit advies is de onrendabele top uitgerekend op € 47 duizend per jaar voor een ketel van 750 kW_{th}. Hierbij is voor het aantal vollasturen voor deze categorie 4000 uur per jaar verondersteld, waardoor voor het merendeel van de aanvragers de maximale subsidie haalbaar is. De toename van de totale subsidie wordt gerechtvaardigd door de extra investeringen die benodigd zijn om aan de emissie-eisen van het activiteitenbesluit voor fijn stof te voldoen.

6.6.2 Ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}

(snoeihout)

Voor deze categorie is eveneens de referentie-installatie een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout ingezet wordt als referentie-brandstof. In 2013 is de verwachte subsidie € 513 duizend per jaar voor een ketel van 10 MW_{th} bij 7000 vollasturen, wat in de praktijk haalbaar is voor projecten van deze schaalgrootte. Het correctiebedrag in 2013 is gebaseerd op kleinschalige warmteafzet.

In 2013 zijn tot 11 juni slechts vier aanvragen ingediend, wat er op zou kunnen wijzen dat er in Nederland maar weinig locaties zijn waar voor dit subsidiebedrag een project gerealiseerd kan worden. De benodigde subsidie voor rendabele bedrijfsvoering bij het

merendeel van de projecten is berekend € 1,47 mln per jaar voor een ketel van 10 MW_{th}, bij 7000 vollasturen. Het advies voor het basisbedrag in 2014 is hierop geënt. Hierbij wordt geadviseerd ook het correctiebedrag aan te passen naar een correctiebedrag dat passend is voor grootschalige warmteafzet. Met de dan resulterende subsidie is het mogelijk om warmtelevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van een gas aangedreven WKK.

Tabel 40: Ketels op vaste biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2013	Advies 2015 (0,5 - 5 MW _{th})	Advies 2015 (≥ 5 MW _{th})	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch output vermogen	MW _{th,output}	10	0,750	10	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	4000	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	425	425	425	€ 0,32 mln resp. € 4,3 mln
Vaste O&M kosten	[€/kW _{th,output}]	62	45	62	€ 34.000/jaar resp. € 620.000/jaar
Basis voor correctiebedrag		kleinschalig	kleinschalig	grootschalig	

6.6.3 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door ketels op vloeibare biomassa, zoals bijvoorbeeld pyrolyseolie. Als referentiebrandstof is gekozen voor dierlijk vet. Gezien de relatief lage bijdrage van de investeringskosten aan het basisbedrag en de mogelijkheid voor initiatiefnemers deze investeringskosten verder te verlagen door aangepaste branders te monteren in bestaande ketels, is in dit advies het investeringsbedrag op nul gesteld. Hiermee is de berekening representatief voor zowel inzet van vloeibare biomassa in nieuwe bioketels als inzet van vloeibare biomassa in aangepaste bestaande gasketels. In **Tabel 41** staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa.

De berekening is representatief voor inzet van vloeibare biomassa in nieuwe ketels en in aangepaste, bestaande gasketels.

Tabel 41: Technisch-economische parameters nieuwe en bestaande ketels op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th,input}]	11,111	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	0	€ 0,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,output}]	24	€ 240 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	39,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	600,0	
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	n.v.t.	

6.7 Thermische conversie van biomassa

Voor thermische conversie van biomassa, uitgezonderd vergassing ten behoeve van groengasproductie en duurzame warmte-installaties, worden twee systeemgroottes onderscheiden, waarbij de grens op 10 MW_e ligt. Installaties ≤ 10MW_e worden beschreven in 6.7.1; installaties met een systeemgrootte van 10-100 MW_e zijn beschreven in 6.7.2, waarin ook een samenvattende tabel gegeven is met alle technisch-economische parameters van beide systeemgroottes.

6.7.1 Thermische conversie van biomassa ≤10 MW_e

(snoeihout)

Veel initiatieven tot 10 MW_e worden ontwikkeld voor lokaal beschikbare biomassa-stromen. Decentrale overheden spelen vaak een initiërende of faciliterende rol. De referentie-installatie heeft een thermisch inputvermogen van 8,7 MW_{th}, waarbij maximaal 1,65 MW_e elektriciteit en 5 MW_{th} warmte geleverd kan worden. Installaties tot 10 MW_e dienen te voldoen aan BEMS, waardoor extra maatregelen moeten worden genomen om de uitstoot van stikstofoxiden te verminderen, bijvoorbeeld met behulp van een DeNO_x. De investeringskosten liggen op 1550 €/kW_{th}. Deze kosten liggen hoger dan eerder aangenomen, omdat gebleken is dat de vergunningverleners in de meeste gevallen open opslag van biomassa niet toestaan. 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.

6.7.2 Thermische conversie van biomassa, 10-100 MW_e

(snoei- en dunningshout)

De referentie is een houtgestookte installatie met een inputvermogen van ca. 68 MW_{th}. De ketel kan via een tegendrukturbine lagedrukstoom genereren waarmee warmte op een temperatuur van 100-120°C geleverd kan worden aan een stadsverwarmingsnet. Uitgangspunt is dat de tegendrukturbine 50 MW_{th} kan leveren.

Uitgangspunt van de referentie-installatie is dat deze gekoppeld is aan een groot bestaand stadverwarmingsnet, waarbij de geproduceerde warmte volledig ingezet kan worden. Het aantal vollasturen warmtelevering is dan ook hoog met 7500 uur. Op momenten dat geen vollast levering van warmte nodig is zal de gehele installatie in deellast moeten draaien. 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.

De referentie-installatie is gebaseerd op snoei- en dunningshout als brandstof. Met dit type hout kunnen hogere stoomparameters toegepast worden waardoor een hoger elektrisch rendement haalbaar is. Door de lagere energie-inhoud van verse houtstromen is een groter opslag- en transportsysteem en een groter verbrandingsdeel van de installatie nodig. De rookgasreiniging kan relatief licht uitgevoerd worden, omdat vers hout minder schadelijke componenten bevat dan bijvoorbeeld B-hout. De technisch-economische data die horen bij deze referentie-installaties zijn samengevat in **Tabel 42**.

Tabel 42: Technisch-economische parameters thermische conversie van biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2015 (<10 MW _e)	Advies 2015 (>10 MW _e)	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,7	67,9	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,7	9,5	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	5,0	50,0	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	7500	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	7500	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	19%	14%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1/4	-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1550	1840	€ 13,5 mln resp. € 125 mln
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	80	110	€ 0,69 mln resp. € 7,5 mln
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	0,006	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	9,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	48	48	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	1,0	1,0	

6.8 Bestaande installaties

6.8.1 Warmtebenutting bij bestaande projecten

Bestaande hernieuwbare-energieprojecten hebben vaak mogelijkheden om extra warmte te leveren. Deze warmtebenutting is zonder aanvullende ondersteuning doorgaans niet rendabel. ECN en DNV GL berekenen voor zulke projecten de kostprijs van levering van hernieuwbare warmte. De uitbetaling in de SDE+-regeling wordt gecorrigeerd voor de marktprijs van de warmte. Het oogmerk daarbij is dat hiermee de verduurzaming van een warmtevraag mogelijk wordt gemaakt. Het benutten van een latente warmtevraag hoeft daarmee nog niet meteen aantrekkelijk te worden.

ECN en DNV GL verwachten dat een aanzienlijk potentieel van hernieuwbare warmte nuttig toe te passen is bij grote verbrandingsinstallaties (met name AVI's), bij relatief

kleine agrarische vergisters (met name mestcovergistinginstallaties) en bij grote industriële vergisters. Op verzoek van marktpartijen en na overleg met het ministerie van Economische Zaken hebben ECN en DNV GL de optie van warmtebenutting bij composteringsinstallaties nogmaals ter consultatie van de markt voorgelegd. Hoewel hierdoor nieuwe informatie is ontvangen met betrekking tot de diversiteit aan installaties en grondstof voor composteringswarmte, heeft deze informatie niet tot aanpassing van het advies geleid.

6.8.2 Uitbreiding bestaande verbranding van afval met warmte

Er is een niet aantoonbaar verschil in kosten tussen uitbreiding van warmte bij vergisting en bij verbranding.

De kosten van warmtelevering bij grote projecten is deels afhankelijk van het primaire proces van verbranding of vergisting. Het onderscheid tussen warmtelevering bij verbranding en warmtelevering bij vergisting is op basis van informatie van diverse projecten echter onvoldoende zichtbaar. Daarom gebruiken ECN en DNV GL één referentieproject voor uitbreiding van warmtelevering bij grote verbrandings- en vergistingsinstallaties. De referentie-installatie is, op basis van het beschikbare potentieel, gebaseerd op warmtelevering bij bestaande AVI's. Nuttige toepassing van warmte die vrijkomt bij bestaande afvalverbranders is representatief voor warmtelevering vanuit de meeste bestaande processen.

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, andere hebben verregaande plannen om deze levering te realiseren. In zowel de MEP- als in de SDE-regeling werd het verhogen van het rendement gestimuleerd. Daarom heeft dit advies, voor zover het afvalverbrandingsinstallaties betreft, alleen betrekking op de bestaande AVI's die nog geen subsidie ontvangen uit de MEP of de SDE en die nog geen warmte uitkoppelen.

Voor extra warmtelevering vanuit AVI's zijn extra uitkoppelingskosten nodig voor bijvoorbeeld warmtewisselaars. Kosten voor de distributie van warmte of stoom zijn geen onderdeel van de berekening van de productiekosten van de referentie-installatie. Als referentie grootte is een uitkoppeling van 20 MW_{th} aangehouden, met 7000 vollasturen warmtelevering per jaar. Bij warmtelevering wordt minder elektriciteit geproduceerd. Dit wordt verrekend in de variabele kosten met een factor van 0,25 MW_e elektriciteitsderving bij levering van 1 MW_{th} warmte, zie ook **Tabel 43**.

Tabel 43: Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande projecten

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th,input}]	20	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1:4	
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	250	€ 5,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,output}]	3	€ 60 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	4,30	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

Omdat AVI's niet in alle gevallen representatief zijn voor warmtebenutting bij bestaande projecten zijn twee andere situaties onderzocht: uitbreiding van warmtelevering bij bestaande mestcovergisting en warmtebenutting bij compostering.

Warmtebenutting bij bestaande agrarische vergistingsinstallaties

Het te adviseren basisbedrag heeft betrekking op de uitbreiding van een bestaande installatie. Het merendeel van de installaties die hiervoor in aanmerking komen, bestaat uit mestcovergistingsinstallaties. Bestaande agrarische vergisters, zoals vergisters op mais die geen mest gebruiken, kennen echter eenzelfde kostenstructuur. Als referentie-installatie is daarom een bestaande mestcovergistingsinstallatie op eigen erf genomen. Anders dan bij een nieuwe installatie heeft de initiatiefnemer bij een bestaande installatie geen keuze uit meerdere locaties. Een bestaande vergister zal zich daarom moeten beperken tot de warmtevraag in de nabije omgeving. Het meest voor de hand liggend daarbij is de latente warmtevraag voor digestaatdroging op eigen erf.

Het biogas uit de vergistingstank wordt benut in een gasmotor voor elektriciteitsopwekking. Als uitgangspunt van de berekening wordt aangenomen dat de installatie tot medio 2017 een MEP-vergoeding ontvangt. De installatie kan uitgebreid zijn met een tweede gasmotor waarvoor een SDE-beschikking is toegekend. Aangenomen wordt dat deze uitbreiding geen gevolgen heeft voor de kosten van warmtebenutting. De kosten die betrekking hebben op de aanvoer van mest en cosubstraat en afvoer van digestaat worden afgedekt via de MEP-vergoeding. Extra warmtebenutting leidt niet tot een verandering in deze biomassastromen. Aangenomen wordt daarom dat de biomassa-kosten geen gevolgen hebben voor de kosten van warmtebenutting. De schaalgrootte van huidige covergistingsinstallaties varieert aanzienlijk, waarbij de kleinste een elektrisch vermogen hebben van minder dan 50 kW_e, terwijl dat van de grootste meer dan 5 MW_e is. Een kleine meerderheid van de installaties heeft evenwel een vermogen tussen 300 en 700 kW_e of rond 1,1 MW_e. Ruim 80% van de (OV)MEP¹¹-installaties heeft een vermogen dat gelijk is aan of groter dan 350 kW_e. Voor de berekening is daarom een installatie doorgerekend van 350 kW_e. De mogelijke warmtebenutting bij deze installaties bedraagt 350 kW_{th}.

In de berekening van het basisbedrag wordt uitgegaan van 4000 vollasturen aan extra warmtelevering. De extra warmtebenutting vereist een investering in een rookgas-

Bestaande agrarische vergisters, zoals vergisters op mais die geen mest gebruiken, kennen echter eenzelfde kostenstructuur.

¹¹ MEP: Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie. OVMEP: overgangsregeling MEP.

koeler (inclusief civiele werken), warmtewisselaars (inclusief aansluitkosten), een warmteleiding en bijkomende bouwkosten. De investeringskosten zijn geraamd op 240 €/kW_{th}. De jaarlijkse O&M-kosten zijn bepaald op 55 €/kW_{th}. De technisch-economische parameters zijn opgenomen in **Tabel 44**.

Tabel 44: Technisch-economische parameters warmtebenutting bij bestaande agrarische vergisters

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[kW _{th_input}]	350	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	240	€ 84 duizend
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	55	€ 19 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	

De berekening is gebaseerd op een SDE+-duur van vijf jaar. Ook de duur van de lening en de afschrijvingstermijn is hierop aangepast voor de berekening van het basisbedrag.

6.8.3 ‘Verlengde levensduur vergisting’ en ‘vergisting en covergisting van dierlijke mest’

De categorie van verlengde levensduur van vergisting heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de MEP-beschikking is afgelopen. Er is gerekend met een warmteafzet van 4000 vollasturen, gelijk aan de warmteafzet bij nieuwe WKK-projecten. In de consultatieronde is extra aandacht gevraagd voor de renovatiekosten van een vergister. Met het oog op de aangenomen levensduur van 12 jaar hebben ECN en DNV GL gerekend met grootschalig onderhoud aan de vergistingsinstallatie, waaronder het vervangen van mixers, gasdak en WKK-motor. Deze kosten zijn verdisconteerd in de O&M-kosten. Door vervanging van de gasmotor neemt het elektrisch rendement toe. Het nettorendement van een gerenoveerde vergister is lager dan van een nieuwbouwinstallatie, gezien de kleinere schaal van de MEP-vergisters.

Tabel 45: Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2015 (allesvergisting)	Advies 2015 (mestco- vergisting)	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,2	2,2	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,8	0,8	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,9	0,9	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	37%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	0	0	-
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	158	158	€ 0,34 mln
Variabele O&M-kosten (elektriciteit)	[€/kWh _e]	0	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	3,4	3,4	
Brandstofprijs	[€/ton]	25,0	32,1	
Brandstofprijsoplag	[€/ton]	n.v.t.	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 46** staan de technisch-economische parameters van productie ten behoeve van een groengas- of warmtehub gebaseerd op bestaande alles- en mestcovergisters. Voor het verlengen van de levensduur zijn, analoog aan de WKK-optie, de kosten voor renovatie (exclusief de WKK-vervanging) meegenomen in de O&M-kosten.

Tabel 46: Technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting (ruw biogas)

Parameter	Eenheid	Advies 2015 (alles vergisting warmte)	Advies 2015 (alles vergisting groen gas)	Advies 2015 (mestco- vergisting warmte)	Advies 2015 (mestco- vergisting groen gas)
Referentiegrrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	370	370	370	370
Vollasturen	[h/a]	7000	8000	7000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%	5%	5%
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,12	0,12	0,12	0,12
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	0,10	0,10	0,10
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	-	-	-	-
Investeringskosten (beperkte gasreiniging/ gasdroging)	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	385	385	385	385
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	-	-	-	-
Vaste O&M-kosten (beperkte gasreiniging/ gasdroging)	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	38	38	38	38
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3	3	3	3
Grondstofkosten	[€/ton]	25	25	32	32
Grondstofprijsoslag	[€/ton]	n.v.t.	n.v.t.	1	1
Rendement gaszuivering	[% methaan]	100,0%	100,0%	99,9%	99,9%
Productiekosten ruw biogas	[€/kWh]	0,049	0,047	0,058	0,056
Basisbedrag via warmtehub (0,004 €/kWh hub en 90,0% rendement)	[€/kWh]	0,058		0,068	
Basisbedrag via groengashub (0,019 €/kWh hub en 89,9% rendement)	[€/kWh]		0,071		0,081

7

Overzicht basisbedragen

De technisch-economische parameters uit de voorgaande hoofdstukken en de brandstofprijzen uit Hoofdstuk 3 zijn belangrijke gegevens om de basisbedragen te berekenen op basis van het ook in eerdere adviezen gebruikte gestileerde ECN-cashflowmodel. Het cashflowmodel is, voor iedere categorie ingevuld, te downloaden op de ECN-website via: <http://www.ecn.nl>.

Hier zijn ook andere parameterwaarden te vinden die in dit rapport niet categorie-specifiek besproken zijn. Hieronder vallen de volgende financiële aannames:

- Projectfinanciering of balansfinanciering.
- Aandeel vreemd vermogen.
- Rente op de lening.
- Groenfinanciering.
- Aflossing van de lening annuïtair.
- 12% of 15% rendement op eigen vermogen.
- Vennootschapsbelasting 25,0%.

De resulterende basisbedragen staan in **Tabel 47**, **Tabel 48** en **Tabel 49**. Zoals in hoofdstuk 2 gemeld zijn voor de SDE+2015 alle basisbedragen weergegeven in euro per kWh.

Een van de financiële aannames is dat de EIA niet wordt toegepast.

Tabel 47: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor thermische conversie van biomassa

	Energieproduct	Basisbedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	<i>Groen gas</i>	0,097	7500	-	
Thermische conversie (<10 MW _e)	<i>WKK</i>	0,151	8000/4000	4241	
Thermische conversie van biomassa, 10-100 MWe	<i>WKK</i>	0,084	7500/7500	7500	
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth	<i>Warmte</i>	0,051	4000	-	
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	<i>Warmte</i>	0,043	7000		
Ketel op vloeibare biomassa	<i>Warmte</i>	0,072	7000	-	
Uitbreiding bestaande afvalverbranding met warmte**	<i>Warmte</i>	0,041	3920	-	
Bestaande thermische conversie van vaste of vloeibare biomassa, uitbreiding warmte	<i>Warmte</i>	0,023	7000	-	
Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MWe	<i>WKK</i>	0,067-0,072	8000/4000		
Thermische conversie van biomassa - houtpellets (>10 MWe)	<i>WKK</i>	0,099	7500/7500		
Ketel op houtpellets	<i>Warmte</i>	0,049	7000	-	
Kolencentrale met warmte-uitkoppeling	<i>WKK</i>	0,084-0,093	6000/3000		
Kolencentrale met nieuwe biomassameestook-installatie zonder warmte-uitkoppeling	<i>Elektriciteit</i>	0,109-0,116	6000-7000	-	

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

** Op basis van 56% biogene fractie.

Tabel 48: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor vergisting van biomassa in een zelfstandige installatie

	Energie-product	Basis-bedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding
AWZI/RWZI centrale thermofiele vergisting	WKK	0,031	8000/4000	-	
AWZI/RWZI-thermische drukhydrolyse	Elektriciteit	0,095	8000	-	
AWZI/RWZI	WKK	0,032	8000/4000		
AWZI/RWZI	Groen gas	0,038	8000	-	
Warmte allesvergisting	Warmte	0,053	7000	0	
Gecombineerde opwekking allesvergisting	WKK	0,095	8000/4000	5739	
Allesvergisting	Groen gas	0,068	8000	-	
Verlengde levensduur allesvergisting	WKK	0,087	8000/4000	5855	
Verlengde levensduur allesvergisting	Groen gas	0,071	8000	-	
Bestaande allesvergisting, uitbreiding warmte	Warmte	0,023	7000	-	
Verlengde levensduur uitbreiding warmte, allesvergisting	Warmte	0,058	7000	-	
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	Warmte	0,075	7000	-	
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,115	8000/4000	5732	
Vergisting en covergisting van dierlijke mest	Groen gas	0,087	8000	-	
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,102	8000/4000	5855	
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest	Groen gas	0,081	8000	-	
Bestaande vergisting en covergisting van dierlijke mest, uitbreiding warmte	Warmte	0,030	4000	-	
Verlengde levensduur uitbreiding warmte, vergisting en covergisting van dierlijke mest	Warmte	0,068	7000		
Elektriciteit vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	Elektriciteit	0,288	8000	-	
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	Groen gas	0,119	8000	-	

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

Tabel 49: Overzicht basisbedragen conceptadvies SDE+ 2015 voor overige opties

	Energie-product	Basis-bedrag [€/kWh]	Vollasturen*	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding
Bodemenergie en aardwarmte					
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 meter	Warmte	0,045	6000	-	
Geothermische warmte, diepte ≥ 3300 meter	Warmte	0,054	7000	-	
Geothermie gecombineerde opwekking, diepte ≥ 500 meter	WKK	0,098	5000 / 4000	4158	
Windenergie					
Wind op land (trede 1)	Elektriciteit	0,070	3500	-	
Wind op land (trede 2)	Elektriciteit	0,080	2850	-	
Wind op land (trede 3)	Elektriciteit	0,090	2450	-	
Wind op land (trede 4)	Elektriciteit	0,100	2150	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 1)	Elektriciteit	0,090	3100	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 2)	Elektriciteit	0,100	2750	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 3)	Elektriciteit	0,110	2450	-	
Wind op land: turbines >= 6 MW (trede 4)	Elektriciteit	0,120	2200	-	
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	Elektriciteit	0,115	3500	-	
Wind op dijklichamen	Elektriciteit	0,080	3300	-	
Energie uit water					
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	Elektriciteit	0,175	5700	-	
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Elektriciteit	0,066	4300	-	
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	Elektriciteit	0,276	2800	-	
Osmose	Elektriciteit	0,585	8000	-	
Golfslagenergie	Elektriciteit	0,561	2500	-	
Zonne-energie					
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en aansluiting >3*80A	Elektriciteit	0,142	1000	-	
Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	Warmte	0,121	700	-	

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

Afkortingen

AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
AWZI	Afvalwaterzuiveringsinstallatie
BEC	Bioenergiecentrale
BEMS	Besluit emissie-eisen middelgrote stookinstallaties
CAR	<i>Construction all risk</i> , bouwverzekering
COP	<i>Coefficient of performance</i> , prestatiecoëfficiënt
EGS	Enhanced Geothermal System
EIA	Energieinvesteringsaftrek
EZ	Ministerie van Economische Zaken
LEI	Landbouw Economische Instituut
MEP	Milieukwaliteit elektriciteitsproductie
MER	Milieueffectrapportage
O&M	<i>Operation&Maintenance</i> , Onderhoud&Beheer
ORC	Organische Rankine cyclus
ROI	Rookgasontzwavelingsinstallatie
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SDE	Stimuleringsregeling duurzame energieproductie
SNG	<i>Substitute Natural Gas of Synthetic Natural Gas</i>
VLU	Vollasturen
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Bijlage A. Hubs en productie van ruw biogas

A.1. Inleiding

De meeste basisbedragen zijn berekend op de kostenstructuur van een zelfstandige installatie, dus zonder hubaansluiting.

Ruw biogas voldoet, anders dan groen gas, niet aan de specificaties om in het aardgasnet te mogen worden ingevoed. Hoofdzakelijk bestaand uit methaan en kooldioxide, dat geproduceerd is bij verschillende vergistingsinstallaties, kan ruw biogas via een lagedrukleiding naar een centraal punt worden getransporteerd. Op de zogeheten hubs wordt het biogas ingezet voor de productie van elektriciteit of warmte. Het kan ook gezuiverd worden tot groen gas. Voor de meeste categorieën wordt gerekend met de kosten van verwerking van ruw biogas tot warmte, elektriciteit of groen gas op de locatie zelf. Voor enkele categorieën ligt verwerking via een hub meer in de rede (verlengde levensduur van allesvergisters, mestcovergisters en agrarische vergisters die kunnen kiezen om niet enkel de WKK te vervangen). Daarom toont deze paragraaf als toelichting op de parameters in hoofdstuk 6 de technisch-economische parameters van hubs. Onderstaande paragrafen zijn onveranderd overgenomen uit het Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014 als basis voor de SDE+2015.

A.2. Referentiesystemen productie ruw biogas

Bij de bepaling van de technisch-economische parameters voor de productie van ruw biogas worden de kosten voor CO₂-afscheiding niet meegenomen. Verder worden de kosten voor verwijdering van zwavelwaterstof of ammoniak verdisconteerd in de kosten voor de vergister. Daarnaast is aangenomen dat in een ketel een deel van het ruwe biogas wordt verbrand om warmte voor de vergister te leveren. De elektriciteit voor de installatie wordt ingekocht en de kosten daarvan zijn meegenomen in de O&M-kosten.

A.3. Beschrijving referentie-WKK-hub

De technisch-economische parameters voor de referentie WKK-hub inclusief biogasleiding zijn weergegeven in **Tabel 50**. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een WKK-hub van 6,0 €/GJ. Het biogas wordt met een jaargemiddelde efficiëntie van 61% op eindverbruik omgezet in warmte en kracht.

Tabel 50: Technisch-economische parameters WKK-hub

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	12,7	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	4,7	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	6,1	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	445	€ 5,7 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	37	€ 470 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (electriciteit)	[€/kWh _e]	-	
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	-	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	
Productiekosten	[€/GJ]	6,0	

A.4. Beschrijving referentie-warmtehub

De technisch-economische parameters voor de referentie-warmtehub inclusief biogasleiding zijn weergegeven in **Tabel 51** deze parameters leiden tot een kostprijs van een warmtehub van 1,1 €/GJ. Het biogas wordt met een jaargemiddelde efficiëntie van 90% omgezet in warmte.

Tabel 51: Technisch-economische parameters warmtehub

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	12,7	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	0,80	
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	120	€ 1,4 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	1,7	€ 19 duizend/jaar
Variabele O&M-kosten (warmte)	[€/GJ]	0,08	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijs	[€/ton]	n.v.t.	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	
Productiekosten	[€/GJ]	1,1	

A.5. Beschrijving referentie-groengashub

Het referentiesysteem voor een groengashub heeft een ruwbiogasinput van 2200 Nm³/h (of 1300 Nm³/h aan groen gas) met gaswassing met behulp van chemicaliën als gaszuiveringstechniek. De warmte die nodig is voor deze techniek wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. De vereiste elektriciteit wordt ingekocht.

De technisch-economische parameters voor de referentie-groengashub, inclusief biogasleiding en groengascompressie tot 40 bar, zijn weergegeven in **Tabel 52**. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een groengashub van 16,7 €/ct/Nm³. Het biogas wordt met een jaargemiddelde efficiëntie van bijna 90% omgezet in groen gas.

Tabel 52: Technisch-economische parameters groengashub

Parameter	Eenheid	Advies 2015	Totaalbedrag voor referentie
Referentiegrootte	[Nm ³ _{biogas} /h]	2200	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	10%	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ _{biogas}]	0,23	
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,10	
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	n.v.t.	
Grondstofkosten	[€/ton]	n.v.t.	
Grondstofprijsopslag	[€/ton]	n.v.t.	
Investeringskosten	[€ per Nm ³ _{biogas} /h]	2270	€ 4,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ _{biogas} /h]	190	€ 376 duizend/jaar
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	
Productiekosten	[€/ct/Nm ³]	16,7	

Bijlage B. Rekenmethoden correctiebedragen

Dit hoofdstuk toont ter volledigheid van het daadwerkelijke te ontvangen subsidiebedrag, de wijze waarop de berekeningen van de correctiebedragen worden uitgevoerd voor de verschillende categorieën.

Tabel 53: Overzicht van de berekeningswijzen

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag
Wind op land	Vanaf 2015 :
Wind op land \geq 6MW	APX x Onbalans x Profiel
Wind in meer	
Wind op dijkluchamen	Tot en met 2014:
Wind op zee	APX x windfactor x Onbalans x Profiel
Zon-PV (< 15 kW _p)	(Leveringstarief + EB + ODE) x (1+BTW) Ook wel: consumententarief
Zon-PV (15-100 kW _p)	APX _{pieklast} x Onbalans
Overige elektriciteit	APX _{basislast}
Groen gas	TTF
Afvalverbranding	APX _{basislast} / biogene fractie
Afvalverbranding warmte	TTF x 70% / biogene fractie
Warmte, klein en middel	(TTF + EB + ODE) / gasketelrendement
Warmte, groot	TTF x 70%
Warmte-uitkoppeling covergisting	Reële prijs warmte
WKK	Gewogen gemiddelde van warmteprijs en elektriciteitsprijs

Tabel 54 toont enkele uitgewerkte voorbeelden.

Tabel 54: Een selectie van uitgewerkte voorbeelden, definitieve correctiebedragen 2013

<i>Wind op land (SDE2008, SDE2009, SDE2010, SDE2011, SDE2012)</i>	
Correctiebedrag _{wind op land} = marktindex x (profiel- en onbalansfactor) x 1,25	
Correctiebedrag _{wind op land} = 0,0519 €/kWh x 0,870 x 1,25 = 0,056 €/kWh	
<i>Wind groot / Wind in meer / Wind op land (SDE2013)</i>	
Correctiebedrag _{wind groot en in meer} = marktindex x (profiel- en onbalansfactor) x 1,25	
Correctiebedrag _{wind groot en in meer} = 0,0519 €/kWh x 0,895 x 1,25 = 0,058 €/kWh	
<i>Wind op zee</i>	
Correctiebedrag _{wind op zee} = marktindex x (profiel- en onbalansfactor) x 1,25	
Correctiebedrag _{wind op zee} = 0,051948 €/kWh x 0,910 x 1,25 = 0,059091 €/kWh	
<i>Zon-pv (< 15 kW_p)</i>	
Correctiebedrag _{Zon-pv(< 15kW_p)} = gemiddelde prijs kleingebruiker	
Correctiebedrag _{Zon-pv(< 15kW_p)} = 22,8 €/kWh	
<i>Zon-pv (≥ 15 kW_p)</i>	
Correctiebedrag _{Zon-pv(15-100kW)} = marktindex x onbalansfactor	
Correctiebedrag _{Zon-pv(15-100kW)} = 0,0578 €/kWh x 0,94 = 0,054 €/kWh	
<i>Afvalverbranding</i>	
Correctiebedrag _{Afvalverbranding} = marktindex/hernieuwbaar aandeel	
Correctiebedrag _{Afvalverbranding} = 0,0519 €/kWh / 0,54 = 0,096 €/kWh	
<i>Afvalverbranding warmte</i>	
Correctiebedrag _{Afvalverbranding} = marktindex x 70% / omrekenfactor / hernieuwbaar aandeel	
Correctiebedrag _{Afvalverbranding} = 0,261 €/Nm ³ x 70% / 0,03165 GJ/Nm ³ / 0,54 = 10,7 €/GJ	
<i>Stortgas of biogas uit afvalwater- of rioolwaterzuiveringsinstallaties, biomassa, waterkracht en osmose</i>	
Correctiebedrag _{overig-elekt.} = marktindex	
Correctiebedrag _{overig-elekt.} = 0,052 €/kWh	
<i>Hernieuwbaar gas</i>	
Correctiebedrag _{hernieuwbaar gas} = marktindex	
Correctiebedrag _{hernieuwbaar gas} = 0,261 €/Nm ³	
<i>Warmte op kleine schaal</i>	
Correctiebedrag _{warmte klein} = (marktindex+energiebelasting) / gasketelrendement / omrekenfactor	
Correctiebedrag _{warmte klein} = (0,261 €/Nm ³ +0,1885 €/Nm ³) / 90% / 0,03165 GJ/Nm ³ = 15,8 €/GJ	
<i>Warmte op middelgrote schaal</i>	
Correctiebedrag _{warmte middel} = (marktindex+energiebelasting) / gasketelrendement / omrekenfactor	
Correctiebedrag _{warmte middel} = (0,261 €/Nm ³ +0,0163 €/Nm ³) / 90% / 0,03165 GJ/Nm ³ = 9,8 €/GJ	
<i>Warmte op grote schaal</i>	
Correctiebedrag _{warmte groot} = marktindex x 70% / omrekenfactor	
Correctiebedrag _{warmte groot} = 0,261 €/Nm ³ x 70% / 0,03165 GJ/Nm ³ = 5,8 €/GJ	
<i>Gecombineerde opwekking</i>	
Correctiebedrag _{WKK} = (warmteproductie * warmteprijs + elektriciteitsproductie * elektriciteitsprijs) / (warmteproductie + elektriciteitsproductie)	
Voorbeeld (beschikking SDE 2012):	
Correctiebedrag _{thermische conversie > 10 MW, SDE2012} =	
(1350000 GJ * 5,8 €/GJ + 296000 GJ * 14,4 €/GJ) / (1350000 GJ + 296000 GJ) = 7,3 €/GJ	