

Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016

C.L. van Zuijlen **(ECN) (ed)**
S.M. Lensink **(ECN) (ed)**

9 oktober 2015
ECN-E--15-052



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 vanwege de gedegen kennis van TNO over de diepe ondergrond. Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.3329. Projectleider van het project is Christine van Zuijlen.

Naast de editors Christine van Zuijlen en Sander Lensink hebben de volgende personen meegeschreven aan dit rapport:

Luuk Beurskens, Michiel Hekkenberg, Carolien Kraan, Marc Londo, Hamid Mozaffarian, Arjan Plomp, Ayla Uslu (ECN), Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Gerben Jans, Anne-Marie Taris, Jasper Lemmens, Ronald Meijer, Craig Savy (DNV GL) en Harmen Mijnlief (TNO).

Aan het onderzoeksproject is tevens meegewerkt door Hans Cleijne (DNV GL) en Kim Stutvoet-Mulder (ECN). De auteurs danken hen voor hun inbreng.

Er is een externe review op dit rapport uitgevoerd door IINAS, International Institute for Sustainability Analysis and Strategy. De auteurs danken dhr. U.R. Fritsche en zijn collega's voor hun waardevolle commentaar.

Eventuele vragen over dit Eindadvies kunnen gericht worden aan sde@ecn.nl.

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+. A draft version of this advice has been discussed with the market in an open consultation round. This report contains the final advice on the cost of projects in the Netherlands targeted for realization in 2016, covering installation technologies for the production of renewable electricity, renewable gas and renewable heat.

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 gedeelde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.



Inhoudsopgave

Samenvatting	5
1 Inleiding	10
2 Proces en uitgangspunten	12
3 Bevindingen waterkracht	18
4 Bevindingen zonne-energie	24
5 Bevindingen windenergie	29
6 Bevindingen geothermie	38
7 Bevindingen waterzuivering	43
8 Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa	47
9 Bevindingen vergisting van biomassa	64
10 Bevindingen bestaande installaties	77
11 Overzicht basisbedragen	85
Afkortingen	90
Referenties	91

Bijlage A.	Hubs en productie van ruw biogas	93
Bijlage B.	Overzicht van basisprijzen en correctie-bedragen	95
Bijlage C.	Basisinformatie SDE+	97
Bijlage D.	Externe review	100
Bijlage E.	Nawoord	102



Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken heeft advies gevraagd aan ECN en DNV GL over de basisbedragen voor de SDE+ 2016. Dit rapport betreft het Eindadvies over de geadviseerde basisbedragen die tot stand zijn gekomen na consultatie van marktpartijen. Voor geothermie is het advies geschreven door ECN, DNV GL en TNO.

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.

De resulterende basisbedragen SDE+ 2016 voor de verschillende categorieën staan in Tabel 1 tot en met Tabel 6. Met de aanduidingen E, G, W en WKK wordt aangegeven of de categorie respectievelijk hernieuwbare elektriciteit, gas, warmte of gecombineerde opwekking betreft. In de tabel zijn ter vergelijking ook de basisbedragen uit het Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015¹ opgenomen. Basisbedragen hoger dan 0,200 €/kWh zijn indicatief berekend en aangeduid met de notering > 0,200 €/kWh.



¹ <https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-E--14-035>.

Tabel 1: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: waterkracht, wind- en zonne-energie (bedragen in €/kWh)²

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	E	0,173	5700	0,175
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	E	0,108	2600	0,067
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	>0,200	3700	0,275
Osmose	E	>0,200	8000	0,585
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kW _p en aansluiting >3*80A	E	0,128	950	0,141
Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	W	0,103	700	0,137
Wind op land, ≥ 8 m/s	E	0,070	n.v.t.	0,074
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	E	0,076	n.v.t.	0,081
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,082	n.v.t.	0,086
Wind op land, < 7,0 m/s	E	0,093	n.v.t.	0,098
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 8 m/s	E	0,075	n.v.t.	0,081
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	E	0,082	n.v.t.	0,088
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,087	n.v.t.	0,094
Wind op verbindende waterkeringen, < 7,0 m/s	E	0,099	n.v.t.	0,107
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	E	0,114	n.v.t.	0,114

Tabel 2: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: geothermie (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/warmte)	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 meter	W	0,056	5500	-	-	0,052
Geothermische warmte, diepte ≥ 3500 meter	W	0,062	7000	-	-	0,055
Geothermie gecombineerde opwekking, diepte ≥ 500 meter	WKK	0,112	5000/4000	4091	8,00	0,098

² Voor de categorieën m.b.t. windenergie zijn er geen vollasturen opgenomen, aangezien sinds de SDE+ 2015 de generieke vollasturencap afgeschaft is.

Tabel 3: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: waterzuiveringsinstallaties (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basis-bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/warmte)	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
RWZI - Thermofiele gisting van secundair slib	WKK	0,060	8000/4000	5729	0,66	0,061
AWZI/RWZI - thermische drukhydrolyse	E	0,093	8000	-	-	0,095
AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	G	0,032	8000	-	-	0,034

Tabel 4: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: verbranding en vergassing van biomassa (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basis-bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/warmte)	Vollasturen samengesteld	Warmte-kracht-verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Biomassa-vergassing ($\geq 95\%$ biogeen)	G	0,151	7500	-	-	0,139
Bestaande capaciteit voor bij- en meestook	E	0,107	5000/6000*	5839	-	0,108
Nieuwe capaciteit voor meestook	E	0,114	7000	-	-	0,115
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MW _{th}	W	0,052	4000	-	-	0,051
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MW _{th}	W	0,043	7000	-	-	0,043
Ketel op vloeibare biomassa	W	0,071	7000	-	-	0,072
Warmte, houtpellets	W	0,057	7000	-	-	0,054
Thermische conversie van biomassa, > 50 MW _{th}	WKK	0,077	7500/7500	7500	2,99	0,084 ³
Thermische conversie van biomassa, ≤ 50 MW _{th}	WKK	0,143	8000/4000	4241	2,44	0,144 ³

* Bij bestaande capaciteit voor bij- en meestook staat 5000/6000 voor 5000 vollasturen bijstook en 6000 vollasturen meestook.

³ In de SDE+2015 lag de categoriegrens op 10 MW_e.

Tabel 5: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: vergisting van biomassa (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basis- bedrag SDE+ 2015
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,060	8000	-	-	0,063
Gecombineerde opwekking allesvergisting	WKK	0,087	8000/4000	5742	0,65	0,095
Warmte allesvergisting	W	0,060	7000	-	-	0,053
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,080	8000	-	-	0,083
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,121	8000/4000	5732	0,65	0,121
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	W	0,083	7000	-	-	0,080
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,181	8000	-	-	0,136
Gecombineerde opwekking vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	WKK	>0,200	8000	-	-	0,305
Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	W	0,109	7000	-	-	0,106

Tabel 6: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: bestaande installaties (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basis- bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basis- bedrag SDE+ 2015
Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MW _e	WKK	0,063	8000/4000	4429	1,82	0,064
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,086	8000/4000	5855	0,58	0,087
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	WKK	0,108	8000/4000	5855	0,58	0,108
Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,059	8000	-	-	0,064
Verlengde levensduur allesvergisting (warmte)	W	0,056	7000	-	-	0,058
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,071	8000	-	-	0,076
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)	W	0,071	7000	-	-	0,072

1

Inleiding

ECN en DNV GL adviseren over de hoogte van de basisbedragen in de SDE+ 2016.

De SDE+ in het algemeen

De subsidieregeling Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE) wordt door het ministerie van Economische Zaken gebruikt om de productie van hernieuwbare energie in Nederland te stimuleren. Deze regeling is sinds 2008 jaarlijks opengesteld door het ministerie⁴ en kent een gefaseerde openstelling, waarbij de goedkoopste technologieën als eerste in aanmerking komen voor subsidie. De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen het *basisbedrag* (de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en hernieuwbaar gas) enerzijds en het *correctiebedrag* (de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of hernieuwbaar gas) anderzijds. Per technologie wordt tevens een *basis(energie)prijs* vastgesteld, die de ondergrens voor het correctiebedrag vormt. Voor een nadere toelichting op deze regeling en begrippen, zie Bijlage C.

Onderzoeksopdracht

Evenals in de voorgaande jaren heeft het ministerie van Economische Zaken (EZ) dit jaar aan ECN en DNV GL advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2016. ECN en DNV GL adviseren het ministerie over de hoogte van de basisbedragen voor door het ministerie voorgeschreven categorieën. Uiteindelijk zal de Minister van EZ beslissen over de openstelling van de SDE+-regeling in 2016, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE+-beschikkingen in 2016.

In overleg met het ministerie is er wederom voor gekozen om een conceptadvies aan de markt voor te leggen. Deze consultatieronde heeft in april en mei 2015 plaatsgevonden. Voor de zomer is een pre-eindadvies aan het ministerie opgeleverd en hebben gesprekken plaatsgevonden over de bevindingen. Dit rapport bevat het Eindadvies over de geadviseerde basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen en afstemming met het ministerie van EZ in de zomerperiode. Nb.: ECN en DNV GL lichten in het Consultatiedocument Basisbedragen SDE+ 2016 (ECN-E--15-035) toe hoe zij met reacties uit de marktconsultaties zijn omgegaan.

⁴ De uitvoering van de SDE+ regeling ligt bij RVO. Voor meer informatie met betrekking tot de SDE+ regeling zelf, zie <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde>.

Leeswijzer

Hoofdstuk 2 beschrijft het proces van de totstandkoming van dit rapport en de algemene uitgangspunten. Vervolgens worden de bevindingen beschreven voor waterkracht (hoofdstuk 3), zonne-energie (hoofdstuk 4), windenergie (hoofdstuk 5), geothermie (hoofdstuk 6), waterzuivering (hoofdstuk 7), thermische conversie van biomassa (hoofdstuk 8), vergisting (hoofdstuk 9) en bestaande installaties voor vergisting en thermische conversie (hoofdstuk 10). Iedere categorie in de SDE+ kent daarbij een eigen paragraaf met technisch-economische parameters. Hoofdstuk 11 besluit met conclusies waarbij de vertaalslag naar basisbedragen gemaakt is.

In dit rapport zijn tevens de basisprijzen 2016 en (de rekenmethode voor) de voorlopige correctiebedragen 2016 bij iedere categorie opgenomen. In Bijlage B is een overzicht opgenomen van alle categorieën en bijbehorende basisprijzen 2016 en voorlopige correctiebedragen 2016. De basisprijzen zijn verder toegelicht in de notitie *Basisprijzen SDE+ 2016* (Kraan en Lensink, 2015) en de berekeningen voor de correctiebedragen staan in de notitie *Correctiebedragen t.b.v. bevoorschotting 2016 (SDE+)* (Lensink en van Zijl, 2015).

2

Proces en uitgangspunten

In dit hoofdstuk worden achtereenvolgens het gevolgde proces en de werkwijze beschreven in 2.1, waarna in 2.2 en 2.3 de algemene en financiële uitgangspunten voor dit advies worden besproken.

2.1 Proces en werkwijze

Proces

Op 7 april 2015 is een conceptadvies over de SDE+-basisbedragen gepresenteerd ten behoeve van een openbare marktconsultatie. Hiertoe is een informatiebijeenkomst voor brancheorganisaties gehouden bij het ministerie van Economische Zaken. Naar aanleiding van dit conceptrapport zijn marktpartijen uitgenodigd om hun reacties bij ECN in te dienen. Op 27 juni waren circa 40 consultatiereacties binnengekomen, waarna ruim 20 consultatiegesprekken zijn gevoerd in de periode van 23 april tot en met 12 mei 2015.

Na de marktconsultatie hebben ECN en DNV GL een pre-eindadvies opgesteld. Voor geothermie is het advies opgesteld door ECN, DNV GL en TNO. Dit rapport bevat het Eindadvies over de basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen en afstemming met het ministerie van EZ gedurende de zomerperiode. Nb.: ECN en DNV GL lichten in het *Consultatiedocument Basisbedragen SDE+ 2016* (ECN-E--15-035) toe hoe zij met reacties uit de marktconsultaties zijn omgegaan bij de totstandkoming van dit Eindadvies.

Op het Eindadvies is een externe review uitgevoerd door IINAS, International Institute for Sustainability Analysis and Strategy. De auteurs danken dhr. U.R. Fritsche en zijn collega's voor hun waardevolle commentaar. In bijlage D is de reviewreactie opgenomen. In bijlage E geven ECN en DNV GL in het nawoord nog een reactie op het reviewcommentaar.

Werkwijze

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, hernieuwbaar 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 Algemene uitgangspunten

Kaders vanuit wet- en regelgeving

In overleg tussen het ministerie van EZ en ECN en DNV GL zijn de uitgangspunten voor de berekening van de basisbedragen vastgesteld. Hierbij is rekening gehouden met de effectiviteit en efficiëntie van de SDE+-subsidieregeling. De SDE+-vergoedingen, en dus de basisbedragen, moeten voldoende hoog zijn om productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte en hernieuwbaar gas mogelijk te maken, maar hoeven niet toereikend te zijn voor alle geplande projecten. Als vuistregel geldt dat het merendeel van de projecten per categorie met de berekende basisbedragen doorgang moet kunnen vinden.



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

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 op basis van besluitvorming vaststaat dat het in 2016 van kracht is. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2016 SDE+ aangevraagd kan worden en die in 2016 of begin 2017 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.

Referentie-installatie en systeemafbakening

Voor iedere categorie is door ECN en DNV GL een referentie-installatie vastgesteld. De referentie-installatie bestaat uit een bepaalde techniek (of samenstelling van technieken) in combinatie met een gangbaar aantal vollasturen en voor de bio-energicategorieën een referentiebrandstof of -substraat. De referentie-installatie toont naar inzicht van ECN en DNV GL een gangbare configuratie voor nieuwe projecten in de te onderzoeken categorie. Voor de vastgestelde biomassa-techniekcombinaties worden de technisch-economische parameters gekwantificeerd. Op basis van deze parameters worden de productiekosten en basisbedragen berekend met behulp van een vereenvoudigd kasstroommodel; dit model is te raadplegen via de ECN-website⁵.

De SDE+-regeling vergoedt het verschil tussen het correctiebedrag en het basisbedrag. Het correctiebedrag is een maat voor de marktprijs van de hernieuwbare elektriciteit, warmte of gas. Het basisbedrag is een maat voor de productiekosten van hernieuwbare

⁵ <https://www.ecn.nl/nl/projecten/sde/sde-2016>.

elektriciteit, hernieuwbare warmte en hernieuwbaar gas. De productiekosten zijn de (meer)kosten die gemaakt moeten worden om tot productie van hernieuwbare energie te komen.

Voor 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. Bij deze systemen worden de meerkosten berekend om deze stromen of producten in te zetten voor productie van hernieuwbare elektriciteit of hernieuwbaar 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 biomasprijzen en de prijzen voor biomassa als deze biomassa niet gebruikt zou worden voor productie van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte of hernieuwbaar gas. Alle genoemde prijzen in dit rapport zijn exclusief BTW.

Een warmtenet hoort niet bij de subsidiabele kosten, een warmtetransportleiding wel.

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 eventueel een SDE+-vergoeding ontvangen kan worden, zolang het gebruik niet voor het productieproces zelf bestemd is.

In juli 2014 is een nieuwe Ministeriële Regeling Gaskwaliteit gepubliceerd. Bij de investerings- en O&M-kosten van gasopwaardering zijn voor nieuwe projecten rekening gehouden met extra gasanalyses die sinds 1 oktober 2014 nodig zijn om aan deze Ministeriële Regeling Gaskwaliteit te voldoen.

Eenheden

Voor de SDE+ 2016 zijn de basisbedragen van alle categorieën vermeld in € per kWh. In het verleden werden bedragen voor de opties voor warmte en hernieuwbaar gas weergegeven in € per GJ en € per Nm³. Ter informatie toont Tabel 7 de gehanteerde omrekenfactoren.

Tabel 7: Omrekenfactoren basisbedragen (in € per kWh)

	Eenheid basisbedrag		Vermenigvuldigingsfactor	Formule
	Van	Naar		
Warmte	[€/GJ]	[€/kWh] (finaal)	0,0036	(Bedrag in €/kWh) = (Bedrag in €/GJ) * (3,6 MJ/kWh) / (1000 MJ/GJ)
Groen gas	[€ct/Nm ³]	[€/kWh] (finaal)	0,0010236	(Bedrag in €/kWh) = (Bedrag in €ct/Nm ³) * (0,01 €/€ct) * (3,6 MJ/kWh) / (35,17 MJ/Nm ³)

2.3 Financiële uitgangspunten

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de hernieuwbare-energie technieken door leren en innovatie; door praktijkervaringen kan ook de risico-inschatting van projecten veranderen. Meer risico betekent in beginsel hogere kapitaalslasten. Bovendien zijn de kosten van het aantrekken van vreemd vermogen afhankelijk van de grotere economische bewegingen die het hernieuwbare-energie domein overstijgen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in Tabel 8 en worden in onderstaande tekst nader toegelicht. De resultante van deze parameters geven naar inzicht van ECN en DNV GL een generiek beeld van de kosten van kapitaal voor SDE+-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE+-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

Tabel 8: Gehanteerde financiële parameters voor de SDE+ 2016

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rente met groenfinanciering	4,5%	Zon-PV, zonthermie, geothermie, vergassing, waterkracht
Rente zonder groenfinanciering	5,0%	Overige categorieën
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	90% VV / 10% EV	Zon-PV
	80% VV / 20% EV	Wind op land
	75% VV / 25% EV	Wind in meer
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
Rendement op eigen vermogen	15%	Categorieën met hoog risicoprofiel
	12%	Overige categorieën
Inflatie van biomassaprijzen en O&M-kosten	1,75% / jaar	

Rente

ECN en DNV GL zijn het onderzoek voor het Eindadvies gestart met een reflectie op de vorig jaar gehanteerde parameters. De rente waartegen projecten een lening kunnen afsluiten, ligt voor de komende projecten waarschijnlijk lager dan de 5,5% die vorig jaar is gehanteerd. Een rente van 4,5% is momenteel voor veel projecten haalbaar, maar er zijn signalen dat de rente weer aantrekt. De groenfinanciering kent een voordeel voor de projectontwikkelaar van tussen de 0,5 en 0,8%.

De laatste jaren is de rente op leningen gedaald, maar een keerpunt lijkt bereikt. Desalniettemin achten ECN en DNV GL een verdere daling van de rente met 0,5 procentpunt in lijn met de eerdere behoedzame benadering van rentestanden ten behoeve van de advisering over de basisbedragen. Dat leidt tot 5,0% rente op leningen voor projecten zonder groenfinanciering. Voor projecten met groenfinanciering wordt een 0,5 procentpunt afslag gerekend tot effectief 4,5% rente. Uit de marktconsultatie is gebleken dat er voor nieuwe projecten inderdaad mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten.

Het aandeel eigen vermogen ligt tussen 10% en meer dan 40%.

Verhouding vreemd/eigen vermogen

Financiële instellingen vragen een grotere inbreng van eigen vermogen dan in de jaren voor de crisis. Deze gevraagde inbreng komt voort uit een ander beleid op risicoblootstelling, niet uit een andere risico-inschatting. De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren duurzame-energieprojecten in Nederland variëren van 10% tot even boven de 40%. Als richtwaarde is met 30% eigen vermogen gerekend. Uitzondering hierop is de categorie windenergie, waar uit de marktconsultatie gebleken is dat financiering met 20% eigen vermogen gangbaar is, en zon-PV. Bij zon-PV is sprake van een grote diversiteit aan geldverstrekkers, waarbij een inbreng van 10% eigen vermogen het best de casus representeert van klassieke projectfinanciering.

De verdeling van risico's en rendementen tussen geldverstrekker en projectontwikkelaar komt niet terug in de basisbedragen.

Rendement op eigen vermogen

Het gehanteerde rendement op eigen vermogen ligt op 12%. Voor enkele categorieën met een significant hoger risico is het rendement op eigen vermogen gehandhaafd op 15%. Dat zijn projecten waarbij het niet of moeilijk mogelijk is langjarige biomassacontracten af te sluiten, innovatieve categorieën en categorieën met een minder goed voorspelbare cashflow zoals windenergie. Voor projecten met een significant hoger risico wordt ook een hogere rente gevraagd voor de lening. Om niet te veel differentiatie aan te brengen in de onderliggende parameters, hebben ECN en DNV GL ervoor gekozen om het effect van het risicoprofiel op rentepercentages te verdisconteren in het rendement op eigen vermogen. Uit het financieel rendement dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden. De voorbereidingskosten zijn niet meegenomen in het totale investeringsbedrag.

Afschrijvingstermijn

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. Uitbetalingen van de SDE+-vergoeding na 12 respectievelijk 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking*⁶ in de SDE+ zijn niet meegenomen in de berekening. Bij technieken 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.

Kosten van kapitaal

Het financiële totaalrendement wordt 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. Tabel 9 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende kapitaalkosten.

⁶ Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut mee te nemen naar een volgend jaar. Dit wordt *banking* genoemd. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet benutte productie in te halen.

Tabel 9: Kapitaalskosten (WACC) per thema voor de SDE+ 2016

Thema	Gewogen kapitaalskosten (WACC)
Waterkracht	6,0%
Vrije stromingsenergie	6,0%
Osmose	6,9%
Fotovoltaïsche zonnepanelen	4,2%
Zonthermie	6,0%
Windenergie op land en op verbindende waterkeringen	6,0%
Windenergie in meer	6,6%
Geothermische warmte	6,9%
AWZI/RWZI	6,2%
Biomassavergassing	6,9%
Nieuwe capaciteit voor meestook	6,2%
Ketel op vaste of vloeibare biomassa	6,2%
Warmte, houtpellets	7,1%
Thermische conversie van biomassa	7,1%
Allesvergisting	6,2%
Vergisting en covergisting van dierlijke mest	7,1%
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	6,2%

2.4 Regelings specifieke afslagen

De aard van de SDE+-regeling veroorzaakt meerkosten voor de projecteigenaren gedurende de looptijd van het project. Deze meerkosten ontstaan door keuzes in de vormgeving van de SDE+-regeling. Zo dekt de SDE+-regeling in beginsel prijsrisico's af, mits partijen hun hernieuwbare energie op een gelijksoortige beurs verkopen. Voor elektriciteit is dit de dag-vooruitmarkt (*day ahead*), voor gas de termijnmarkt (*year ahead*). De kosten om op deze beurzen te handelen zijn transactiekosten, waar 0,0009 euro/kWh voor wordt gerekend. Deze waarde is afgeleid van de handel op de APX. Daarnaast neemt de SDE+-regeling weliswaar prijsrisico van fluctuerende gas- en elektriciteitsprijzen weg, maar enkel tot een ondergrens. Bij zeer lage elektriciteits- of gasprijzen zal de SDE+-regeling niet meer de volledige onrendabele top compenseren. Het risico op zeer lage energieprijzen ligt daardoor bij de projecten zelf. De prijs van dit risico, of de kosten om dit risico te verzekeren binnen private energieafzetcontracten, wordt in dit rapport de basisprijspremie genoemd. Zoals beschreven in (Kraan en Lensink, 2015) bedragen de basisprijspremies voor de elektriciteitsopties (incl. zon en wind) 0,002 €/kWh en voor gas en warmte 0,000 €/kWh.

Daarnaast zijn er contract- of transactiekosten die variëren per categorie, waarbij voor groengaslevering die kosten ook afhankelijk zijn van de druk op het gasnet waarop het groen gas wordt ingevoerd. De contractkosten bedragen 0,0009 €/kWh voor elektriciteit, 0,001 €/kWh voor allesvergisting, 0,002 €/kWh voor mest(co)vergisting en 0,01 €/kWh voor een groengashub met verscheidende leveranciers van ruw biogas aan één gasinvoedingspartij.

3

Bevindingen waterkracht

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de volgende categorieën gerelateerd aan waterkracht:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm (3.1)
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie (3.2)
- Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm (3.3)
- Osmose (3.4).

3.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Nederland is een relatief vlak land en daardoor is het verval van rivieren in de Nederlandse delta gering. Toch zijn bestaande civiele werken (kunstwerken) in rivieren geschikt om voldoende valhoogte te creëren om te gebruiken voor elektriciteitsopwekking 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, valhoogte ≥ 50 cm is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een valhoogte van minder dan vijf meter.

Het basisbedrag ligt boven de 15 €/kWh. De technisch-economische parameters waar dit basisbedrag op is gebaseerd zijn te vinden in Tabel 10. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van vorig jaar.

Tabel 10: Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	5700	
Investeringskosten	[€/kW _e]	8000	€ 8,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	100	€ 100.000 / jaar

In Tabel 11 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 11: Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,173
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

De kosten voor elektriciteitswinning uit waterkracht omvatten niet alleen de kosten voor technische-energie-installatie, maar ook additionele voorzieningen die geëist worden door wet- en regelgeving bij constructie van een waterkrachtinstallatie. 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. Een uitwerking hiervan voor de Nederlandse wateren onder beheer van Rijkswaterstaat zal staan in het Beheer- en ontwikkelplan Rijkswateren 2016-2021, dat nu in ontwerp is. Onderdeel van dit plan zijn normen voor vissterfte bij bestaande waterkrachtcentrales, wat inhoudt dat visbeschermende maatregelen moeten worden doorgevoerd.

Voor de categorie Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie wordt ervan uitgegaan dat dit bij een referentie-installatie een vervanging van de bestaande turbines voor visvriendelijke(re) varianten zal zijn. Een dergelijke innovatieve visvriendelijke turbine lijkt vooralsnog de voornaamste manier om aan de strengere eisen op het gebied van vissterfte te voldoen. 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.

De parameter vollasturen in deze categorie is ten opzichte van het advies voor de SDE+-regeling in 2015 veranderd. Het aantal vollasturen hangt in deze categorie af van projectspecifieke kenmerken, zoals debiet en aantal turbines. Voor de eerstvolgende projecten is het aantal vollasturen lager dan waar in het conceptadvies mee gerekend is, waardoor het basisbedrag is gestegen. De overige parameters zijn gelijk gebleven ten

opzichte van de gebruikte waarden in de SDE+-regeling van 2015. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie staat in Tabel 12.

Tabel 12: Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	2600	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1600	€ 1,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	80	€ 80.000 / jaar

In Tabel 13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 13: Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,108
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.3 Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm

Het advies van vorig jaar 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. Het advies van vorig jaar is voor het grootste gedeelte overgenomen voor het advies voor de SDE+-regeling in 2016. Naar aanleiding van de marktconsultatie en innovaties in de markt is het aantal vollasturen voor deze categorie naar boven bijgesteld. Het basisbedrag voor deze categorie ligt boven de 20 ct/kWh.

In Tabel 14 staan de gebruikte technisch-economische parameters voor energie uit vrije stroming.

Tabel 14: Technisch-economische parameters Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,5	
Vollasturen	[h/a]	3700	
Investeringskosten	[€/kW _e]	5100	€ 7,7 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	155	€ 233.000 / jaar

In Tabel 15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 15: Overzicht van subsidieparameters Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	> 0,200
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.4 Osmose

De eerste onderzoeken van Osmotische energie in Nederland zijn in 2003 door KEMA uitgevoerd. Deze onderzoeken richtte zich met name op de ontwikkeling van membranen voor RED (*reversed electrodialysis* of omgekeerde elektrodialyse). Dit heeft geleid tot verdere onderzoeken en het ontstaan van Wetsus (een onderzoeksinstituut op het gebied van duurzaam water) en Redstack. Deze laatste heeft als doel om in Nederland commerciële RED centrales te realiseren om energie te produceren. Op dit moment is door Redstack een pilot plant van enkele tientallen kilowatt gerealiseerd bij de Afsluitdijk. De techniek zit in de ontwikkelingsfase, waardoor de prijs waarvoor componenten beschikbaar zijn, niet op een vrije, liquide markt tot stand komen. De onzekerheid in de kosten van deze categorie is vanwege het stadium van de ontwikkeling, nog zeer groot.

In 2013 is het EU FP7 REAPower project afgerond (Sikkema, 2013). Dit project heeft geresulteerd in een project op demonstratieschaal in Sicilië. Vanuit Nederland waren onder andere Redstack, KEMA en Fuji-Film project partners. Fuji-Film voert onderzoeken uit op het gebied van commerciële productie van de RED membranen.

Verlaging van de kostprijs en verhogen van de energie dichtheid W/m^2 is waar veel aandacht van onderzoeken naar uitgaat bij de ontwikkeling van RED-membranen. De richtprijs voor commerciële membranen liggen tussen 2 en 15 €/m² met energie dichtheid tussen de 2 en 5 W/m^2 . De spreiding van de waarde wordt bepaald door de toekomstige prijsontwikkelingen.

De kostprijs en energie dichtheid van RED-membranen zijn bepalend voor de investeringskosten van RED-centrales, vooral in deze embryonale fase van de technologie. In 2007 waren prijzen van membranen voor een RED-centrale van 100 USD/m² (Turek et al., 2007). Uit recent onderzoek (Daniilidis, 2014) wordt 50 €/m² gebruikt als huidige prijsindicatie. In hetzelfde onderzoek wordt een bedrag van 60 €/m² genoemd als meest realistisch richtbedrag om een positieve case te kunnen maken voor een RED-centrale in Nederland.

Kostprijs bepaling voor pilot schaal in 2015

Om de kostprijs van een pilot RED-centrale te bepalen wordt gebruik gemaakt van huidige membraanprijzen; deze is geschat op 50 €/m². Aangezien membranen met een

De onzekerheid in de kosten van deze categorie is vanwege het stadium van de ontwikkeling, nog zeer groot.

vermogendichtheid van 5 W/m² nog niet commercieel verkrijgbaar zijn, wordt gerekend met 2,2 W/m² (Daniilidis et al., 2014) voor twee voorbeelden (zie Tabel 16).

Tabel 16: Kostenstructuur RED in Nederland en REAPower-toepassing op basis van optimale membraanprijs.

Kostenpost	Red in Nederland (Daniilidis)	Red in REAPower
Membraanprijs (€/m ²)	50	50
Vermogendichtheid (W/m ²)	2,2	2,2
Stack prijs (€/m ²)	4*	4
Module prijs (€/kW)	24.545	24.545
Voorbehandelingskosten (€/kW)	1850	262
Pomp en constructie (€/kW)	1656	569
Personeelskosten	1445	695
Investeringskosten (€/kW)	29.496	26.071

* inschatting op basis van REAPower-kostenspecificatie

Indien met 60 €/m² wordt gerekend worden de investeringskosten 34.042 €/kW en 30.617, respectievelijk volgens de Daniilidis en REAPower casus. Indien een vermogendichtheid van 2 W/m² (Molenbroek, 2007) wordt gekozen komen de investeringskosten uit op 36.951 €/kW voor de Daniilidis-casus.

De personeelskosten komen terug in een opslagpercentage (20%) op de hardware kosten. De prijsopslag wordt bepaald op basis van de verwachte commerciële prijzen in de toekomst in plaats van huidige of optimale membraanprijzen. Het is niet de verwachting dat door hogere membraanprijzen de opslagkosten ook hoger worden.

Door het ontwikkelstadium waarbinnen de techniek zich bevindt, en in het verlengde daarvan de afwezigheid van een transparante, commerciële markt voor membranen, is de kostenraming van deze categorie onzekerder dan van andere categorieën. De investeringskosten liggen tussen ca. 25.000 en 37.000 €/kW voor een osmoseentrale (gebruik makend van zouthoudend industrieel proceswater of zoetwater-naar-zeewater-overgang). Gezien het innovatietraject dat nog doorlopen moet worden voor toepassingen op commerciële schaal beschikbaar komen, wordt ten behoeve van berekening van het basisbedrag de bovenkant van deze breedte gekozen.

In tabel 17 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven.

Tabel 17: Technisch-economische parameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	1,0	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Investeringskosten	[(€/kW _o)]	37000	€ 37,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[(€/kW _o /a)]	213	€ 213.000 / jaar

In Tabel 18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 18: Overzicht van subsidieparameters Osmose

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	> 0,200
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

4

Bevindingen zonne-energie

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de volgende categorieën gerelateerd aan zonne-energie:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kW_p en aansluiting $> 3 \times 80A$ (4.1)
- Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m² (4.2).

4.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kW_p en aansluiting $> 3 \times 80A$

De referentie-installatie voor fotovoltaïsche systemen in dit advies is gewijzigd ten opzichte van het advies t.b.v. de SDE+ 2015.

Referentie-installatie

De referentie-installatie voor fotovoltaïsche systemen (PV-systemen) ≥ 15 kW_p is in dit advies gewijzigd ten opzichte van het advies t.b.v. de SDE+ 2015. De referentie betreft nu een dakgebonden systeem van 250 kilowattpiek (kW_p). Deze keuze sluit aan bij de geobserveerde toename van de gemiddelde systeemgrootte van aanvragen in de SDE+-regeling.

PV-systemen hebben een modulair karakter en kunnen daardoor in zeer uiteenlopende systeemgrootten worden opgesteld, van enkele kW_p tot meerdere MW_p. De systeemgrootte is afhankelijk van de capaciteit per paneel en het aantal zonnepanelen dat op de beschikbare oppervlakte wordt opgesteld.

Door schaalvoordelen in de aankoop en installatie hebben grotere systemen in het algemeen lagere investeringskosten per kW_p dan kleinere systemen. Bij installatie van meerdere kleine systemen tegelijk kan echter ook van deze schaalvoordelen gebruik worden gemaakt. Het is daarmee weinig zinvol op basis van grootte een opdeling in categorieën te maken.

De gemiddelde jaarlijkse productie is aangepast van 1000 naar 950 kWh/kW_p als gangbaar gemiddelde voor huidige nieuwe systemen.

De adviezen in voorgaande jaren waren gebaseerd op een opstelling onder de meest gunstige omstandigheden in Nederland, vertaald in een jaarproductie van 1000 kWh/kW_p. Dit onderzoekskader is niet meer van toepassing op dit advies. De gemiddelde zonne-instraling per jaar is niet in het gehele land gelijk, waardoor het loslaten van dit criterium tot een benadering leidt die beter aansluit bij het merendeel

van de projecten in Nederland. Wel wordt in dit advies verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. In dit advies wordt daarom uitgegaan van een systeem met een gemiddelde jaarlijkse productie van 950 kWh/kW_p als gangbaar gemiddelde voor huidige nieuwe systemen.

Veldsystemen

In Nederland is er weinig ervaring met grote veldsystemen. Daardoor is de beschikbare data zeer beperkt. In dit advies wordt er van uitgegaan dat de gekozen referentie ook voor veldsystemen representatief is. In vergelijking met daksystemen kennen veldsystemen zowel kostenvoordelen als -nadelen. Doordat het beschikbare oppervlak bij veldsystemen in het algemeen groter is dan bij daksystemen, hebben veldsystemen in het algemeen een groter vermogen, met bijbehorend kostenvoordeel. Deze redenering gaat echter niet in alle gevallen op; er bestaan ook kleinere veldsystemen en grotere daksystemen. Een studie ten behoeve van de vergoeding van zonnestroom in Duitsland (ZSW, 2014) laat zien dat bij grote veldsystemen (5 MW) de investeringskosten voor de onderconstructie per kW_p tot meer dan 50% lager liggen dan bij dakgebonden systemen. Hierin speelt echter ook de schaalgrootte een rol. Op kleinere schaal kunnen veldsystemen juist duurder zijn dan daksystemen, door extra kostenposten rond bevestiging, opstalkosten en beveiliging. Voor daksystemen wordt in dit advies aangenomen dat geen kosten hoeven te worden gemaakt voor het gebruik van het dak.

Netwerkaansluiting

Bij de gekozen referentie wordt er van uitgegaan dat het project kan worden aangesloten op een bestaande netwerkaansluiting. Voor grotere systemen bevindt een geschikte aansluiting zich niet altijd direct in het pand of op het terrein waarop het systeem gebouwd is. In deze gevallen wordt er van uitgegaan dat een geschikte aansluiting wordt gebruikt in een naburig pand. Wanneer dit uitgangspunt niet geldt, zullen hiervoor wel extra kosten moeten worden gemaakt, die bij grote systemen aanzienlijk zijn.

Prijsontwikkeling

Voor een subsidietoekenning in de SDE+ 2016 geldt dat door de aanvrager binnen 1 jaar na beschikking de opdrachten voor de levering van onderdelen en voor de bouw van de productie-installatie moeten worden verstrekt. Omdat de opdrachtverlening voor zon-PV-systemen een beperkte doorlooptijd heeft, wordt in deze berekening uitgegaan van het verwachte prijsniveau bij opdrachtverlening in 2017.

De prijsontwikkeling van PV-systemen in de komende jaren is onzeker. In 2011 en 2012 was sprake van een zeer sterke prijsdaling van PV-modules, maar sindsdien is er sprake van een veel gematigder, licht dalende ontwikkeling van de prijzen. De Marktinventarisatie van (Stichting Monitoring Zonnestroom, 2014) laat zien dat er een forse spreiding van moduleprijzen is. In dit conceptadvies wordt aangenomen dat voor SDE+-projecten een gunstige prijs wordt bedongen. Medio 2013 heeft de Europese Unie 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-dumpingimportheffing opgelegd. De minimumprijs is per 1 april 2014 aangepast op basis van prijsontwikkelingen in de markt, van 0,56 €/W_p naar 0,53 €/W_p; per 1 april 2015 is de minimumprijs juist weer verhoogd naar 0,56 €/W_p, in verband met

de zwakke koers van de euro. Dit mechanisme maakt mogelijk dat de kostprijzdaling door technologische ontwikkeling door kan gaan. (ZSW, 2014) laat zien dat de gemiddelde verkoopprijs van panelen uit China het afgelopen jaar iets boven de marginale kosten is komen te liggen. De prijzen van modules uit Europa en Japan komen sinds de heffing steeds dichterbij de Chinese moduleprijzen te liggen. Wereldwijd maakt de plaatsing van PV-systemen nog altijd grote sprongen. Op grond van de historische groeicurve kan een leereffect van ongeveer 19% per verdubbeling van de wereldwijde productie van zonnepanelen worden verondersteld. Er bestaat nog altijd een overcapaciteit voor productie, al is deze kleiner dan voorheen. Tezamen leidt dit tot de verwachting dat moduleprijzen in de komende jaren met een gematigd tempo verder zullen dalen.

Prijzen van andere componenten zoals de omvormer zijn de afgelopen jaren eveneens gedaald. De prijs van de omvormer is zeer afhankelijk van de grootte van het systeem; bij de gekozen referentie grootte ligt de prijs rond 0,13 €/W_p. Voor de omvormer wordt een leereffect van 10% per verdubbeling geconstateerd. De prijs van overige componenten, zoals montagemateriaal, bekabeling en arbeid 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 5% per jaar voor modules en 2,5% per jaar voor omvormers, installatiemateriaal en arbeidskosten.

Kostenparameters

Informatie uit verschillende bronnen geeft het beeld dat de totale investeringskosten van dakgebonden *turn key*-systemen met een omvang van ongeveer 250 kW_p in 2014 ongeveer 1100 €/kW_p bedroegen. Rekening houdend met gematigde verdere prijsdaling en inflatie, gaat dit conceptadvies uit van een prijsniveau in 2017 van ongeveer 1010 €/kW_p. In dit bedrag is rekening gehouden met een over de looptijd gemiddelde vermogensafname van 0,7% per jaar.

Over onderhouds- en beheerkosten (O&M) voor zonnepanelen is slechts weinig praktijkinformatie beschikbaar. In de regel wordt een bedrag van 1 tot 2% van de investeringssom gehanteerd. Dit advies gaat voor O&M uit van een bedrag van 17 euro per kW_p, net als in het advies van vorig jaar. Er is aangenomen dat bij dit bedrag alle onderhoud, schoonmaak, verzekering van de installatie, verlenging van de garantieduur van de omvormer, beheer en overige operationele kosten van de installatie zijn inbegrepen. Kosten gerelateerd aan de (bestaande) aansluiting worden geacht niet te veranderen.

Financiering

Door een grote variatie in het type aanvrager voor zon-PV projecten wordt een variatie aan financieringsvoorwaarden voor zon-PV projecten waargenomen. In het algemeen blijken zon-PV projecten evenwel zeer goed financierbaar te zijn. Er wordt daarom in het advies gerekend met een verhouding vreemd versus eigen vermogen van 90:10. Gebruikmakend van groenfinanciering wordt een rentepercentage van 4,5% op de lening gehanteerd en een rendementseis op eigen vermogen van 12%. Dit correspondeert met een basisbedrag van 12,8 €/ct/kWh. De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 19.

Tabel 19: Technisch-economische parameters dakgebonden zon-PV

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW _p]	0,250	
Vollasturen	[h/a]	950	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1010	€ 253.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	17	€ 4.250 / jaar

In Tabel 20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. De basisprijs is berekend aan de hand van verwachte elektriciteitsprijzen tussen de handelseurblokken 8 en 23 uur, waarin tevens de onbalanskosten verrekend zijn.

Tabel 20: Overzicht subsidieparameters Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en aansluiting >3*80A

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,128
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,035
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,044
Berekeningswijze correctiebedrag	APX (tussen 8 en 23 uur) x onbalansfactor	

4.2 Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m²

Volgens het herziene Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO/CBS, 2015) zou de jaarlijkse productie van zonnewarmte voor een collector per kW uitkomen op 749 kWh, dus 749 vollasturen. Dit is op basis van een zonthermisch systeem voor warm tapwater en is onafhankelijk van de grootte (zie paragraaf 4.2.2 op pagina 12 van het Protocol). In het Protocol worden echter de systeem- en stilstandsverliezen niet meegenomen, terwijl dat in de SDE+ wel het geval is. De systeemgrenzen liggen bij de SDE+ tussen de opwekinstallatie en het gebruik van de warmte, bij zonthermie is dat achter het opslagvat voor warm water. Er is hiermee geen aanleiding om het aantal vollasturen voor zonthermische installaties te wijzigen: het aantal van 700 uren/jaar blijft gehandhaafd.

De warmteopbrengst uit zonthermische systemen varieert met de seizoenen. Voor de schaalgrootte van de systemen in de SDE+ ligt langdurige warmteopslag (gedurende meerdere maanden) niet voor de hand. Om de warmteopbrengst in de zomer toch volledig te kunnen inzetten worden de systemen veelal gedimensioneerd op de vraag naar warm tapwater, die nagenoeg constant is over het jaar.

De SDE+-vergoeding wordt berekend uit het verschil tussen basisbedrag en correctiebedrag. Voor het bepalen van het correctiebedrag werd uitgegaan van een referentie-installatie met een alternatief verbruik tot 170 000 m³ per jaar, wat betekent dat met het hoge energiebelastingtarief moet worden gerekend. De hoogte van de milieubelastingen die energiegebruikers betalen voor gas hangt echter af van de hoeveelheid die ze afnemen. Tot een bepaalde hoeveelheid (170 000 m³ per jaar) geldt een hoog energiebelastingtarief. Hierdoor is de SDE+-vergoeding (basisbedrag minus

correctiebedrag) niet altijd toereikend voor de gebruikers met een aardgasverbruik van meer dan 170 000 m³ per jaar (vanwege het lage energiebelastingtarief boven die grens). Om de SDE+ beter bij de praktijk van het merendeel van de zonthermische systemen aan te laten sluiten, is de grootte van de referentie-installatie verhoogd naar 200 m². Dit impliceert niet alleen een ander basisbedrag maar ook een andere berekeningswijze voor het correctiebedrag.

Boven 200 m² zijn schaalvoordelen in de kosten weliswaar nog steeds aanwezig, maar minder sterk

Voor de huidige grote zonthermische systemen in de SDE+ (2012-2015), collectoroppervlak boven 100 m², bedraagt het vastgestelde investeringsbedrag 700 €/kW_{th, output} (490 €/m²). Naar verwachting nemen tot 200 m² de kosten bij toenemende systeemgrootte verder af. Voor deze grootteklasse van systemen worden investeringskosten waargenomen tussen 429 €/kW_{th, output} (300 €/m²) en 857 €/kW_{th, output} (600 €/m²); als richtwaarde voor de investeringskosten van zonthermische systemen in de SDE+ vanaf 200 m² wordt gekozen voor 600 €/kW_{th, output} (420 €/m²). Boven 200 m² zijn schaalvoordelen weliswaar nog steeds aanwezig, maar minder sterk.

De totale jaarlijkse O&M-kosten (vast en variabel) worden ingeschat op circa 0,2% van de investeringskosten. In eerdere versies van SDE+-berekeningen was de benodigde elektriciteit voor het voeden van de circulatiepomp nooit expliciet meegenomen. Deze hulpenergie bedraagt naar schatting jaarlijks 5 kWh/m² (SenterNovem, 2006). Voor een systeem van 200 m² is dat 1 MWh/jaar. Met een elektriciteitsprijs van 10 cent/kWh betekent dat een extra kostenfactor van 100 €/jaar. Dit is opgeteld bij de jaarlijkse O&M-kosten. Er zijn in dit advies geen variabele onderhoudskosten meer opgenomen, die zijn verrekend in de totale jaarlijkse O&M kosten.

Tabel 21 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak.

Tabel 21: Technisch-economische parameters energie uit zonthermie (200 m², 140 kW, investeringskosten 600 €/kW)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	0,14	
Vollasturen	[h/a]	700	
Investeringskosten	[€/kW _{th, output}]	600	€ 84 duizend
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th, output/a}]	1,9	€ 268 / jaar

In Tabel 22 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 22: Overzicht subsidieparameters zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m²

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,103
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

5

Bevindingen windenergie

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de volgende categorieën gerelateerd aan windenergie:

- Wind op land (5.1)
- Wind op land één op één vervanging (5.2)
- Wind op verbindende waterkeringen (5.3)
- Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$ (5.4).

Voor de categorie 'Wind op land één op één vervanging' zijn in overleg met het ministerie van EZ geen basisbedragen doorgerekend. In paragraaf 5.2 is een korte toelichting opgenomen.

5.1 Wind op land

5.1.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Uitgangspunten van het ministerie van Economische Zaken

Het ministerie van Economische Zaken heeft voor de SDE+ 2016 de volgende algemene uitgangspunten meegegeven voor de categorieën gerelateerd aan windenergie:

- Winddifferentiatie naar gemeentegrenzen, zoals geïntroduceerd voor de SDE+ 2015;
- Geen generieke vollasturen cap, eveneens zoals voor de SDE+ 2015;
- Wederom 10% verlaging van de grondkosten ten opzichte van het advies van vorig jaar;
- Participatiekosten worden niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag.

De winddifferentiatie is gebaseerd op de windkaart die het KNMI voor de SDE+ heeft gegenereerd in 2014 (Geertsema en Van den Brink, 2014). Op basis van de windkaart van het KNMI zijn vier windsnelheidscategorieën gedefinieerd voor gemeenten zoals weergegeven in Figuur 1.

Tabel 23: Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie	Windsnelheid op 100 meter [m/s]
I	≥ 8,0
II	7,5 – 8,0
III	7,0 - 7,5
IV	< 7,0

Rekenmethode en aannames

Voor de berekeningen van de SDE+ 2016 voor windenergie zijn verschillende uitgangspunten gehanteerd en aannames gedaan. De hieruit resulterende technisch-economische parameters staan in Tabel 24. De parameters worden in de onderstaande tekst nader toegelicht.

Tabel 24: Technisch-economische parameters voor windenergie op land

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Grootte van het referentiepark	[MW]	50,0	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1290	64,5 miljoen euro
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	12,4	620.000 euro/jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0139	

Algemene uitgangspunten

Voor de berekeningen voor wind op land wordt evenals vorig jaar voor alle vier de windsnelheidscategorieën uitgegaan van een gemiddeld windpark van 50 MW.

Investeringskosten: 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 kranen). ECN en DNV GL zien dit jaar een daling van circa 5% procent in de turbineprijzen. Bovenop de turbineprijs komen meerkosten voor fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. Het percentage meerkosten is dit jaar gelijk gehouden aan het percentage van vorig jaar, namelijk 33% van de turbinekosten. De totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1290 €/kW.

OPEX: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten, behoudens grondkosten, bestaan uit onder meer garantie- en onderhoudscontracten en liggen op ongeveer 1,0 €ct/kWh. ECN en DNV GL zien een trend dat deze kosten steeds vaker op basis van een vaste prijs per turbine worden aangeboden in plaats van een variabele prijs per kWh. Deze prijzen liggen gemiddeld in een range van 20-30 €/kW. Zowel de variabele als de vaste kosten voor garantie- en onderhoudscontracten zijn doorgerekend in het model.

Bovenop de genoemde variabele kosten komen de grondkosten. Sinds de SDE+ 2014 rekenen ECN en DNV GL op aangeven van EZ met een jaarlijkse verlaging van 10% op de grondkosten. Hierdoor is voor de SDE+ 2016 gerekend met grondkosten die op 0,39

€ct/kWh liggen. Anders dan voorgaande twee jaar kwam dit jaar tijdens de marktconsultatie het voorzichtige signaal dat deze grondkostendaling zich langzaam in de markt lijkt in te zetten. Deze daling loopt wel achter op de daling in de SDE+ en de daling wordt lang niet door alle marktpartijen herkend. ECN en DNV GL concluderen in ieder geval dat de kosten van 0,39 €ct/kWh nog niet de daadwerkelijke grondkosten in een windproject representeren.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. ECN en DNV GL hebben in dit advies gerekend met lagere vaste jaarlijkse kosten dan in de SDE+ 2015, namelijk 12,4 €/kW. ECN en DNV GL zien dat met name de kosten voor verzekeringen inmiddels lager liggen, omdat verzekeringen tijdens de garantiecontracten met de fabrikant worden afgesloten.

De vaste jaarlijkse kosten zijn verlaagd van 15,3 naar 12,4 €/kW (met name ten gevolge van lagere verzekeringskosten).

Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, inclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 2% per jaar.

Overige kosten

Dit jaar hebben ECN en DNV GL nader gekeken naar de participatiekosten. Het is de bedoeling dat met de NWEA-gedragscode, waarin een richtbedrag van 0,4-0,5 €ct/kWh is opgenomen, participatiekosten generiek zullen worden. ECN en DNV GL hebben echter van het ministerie van EZ het uitgangspunt meegekregen om deze kosten niet mee te rekenen in het basisbedrag.

Bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) afdrachten aan decentrale overheden en kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject (inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures), worden door ECN en DNV GL ook niet meegewogen in de berekening van de productiekosten. Deze bijkomende kosten – evenals incidentele voordelen zoals inkoopvoordeel bij grote projecten – 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.

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 afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine bij de jaargemiddelde windsnelheden uit Tabel 23. In het model wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) uit de tabel 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 hebben ECN en DNV GL gerekend met 13% opbrengstverliezen voor een referentiepark van 50 MW. Deze verliezen worden onder andere veroorzaakt door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, *turbine performance*, *environmental losses* en *curtailment*.

5.1.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen staan in Tabel 25 en moeten gelezen worden in combinatie met Figuur 1, waarin de Nederlandse gemeenten gedifferentieerd zijn naar windsnelheidscategorieën⁷. De kaart bepaalt voor een project tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend in een bepaalde gemeente.

Bijvoorbeeld: een project in een gemeente met een rode kleur mag indienen voor de categorie 'Wind op land, $\geq 8,0$ m/s' (voor 0,070 €/kWh) tegen een onbeperkt aantal vollasturen. Een project in een blauwe gemeente mag indienen voor alle weergegeven basisbedragen in Tabel 25.

Tabel 25: Basisbedragen voor Wind op land

Categorie	Basisbedrag (€/kWh)	Kleur gemeenten die mogen indienen (zie Figuur 1)
Wind op land, $\geq 8,0$ m/s	0,070	Rood, oranje, groen, blauw
Wind op land, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	0,076	Oranje, groen, blauw
Wind op land, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,082	Groen, blauw
Wind op land, $< 7,0$ m/s	0,093	Blauw

In Tabel 26 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 26: Overzicht subsidieparameters Wind op land

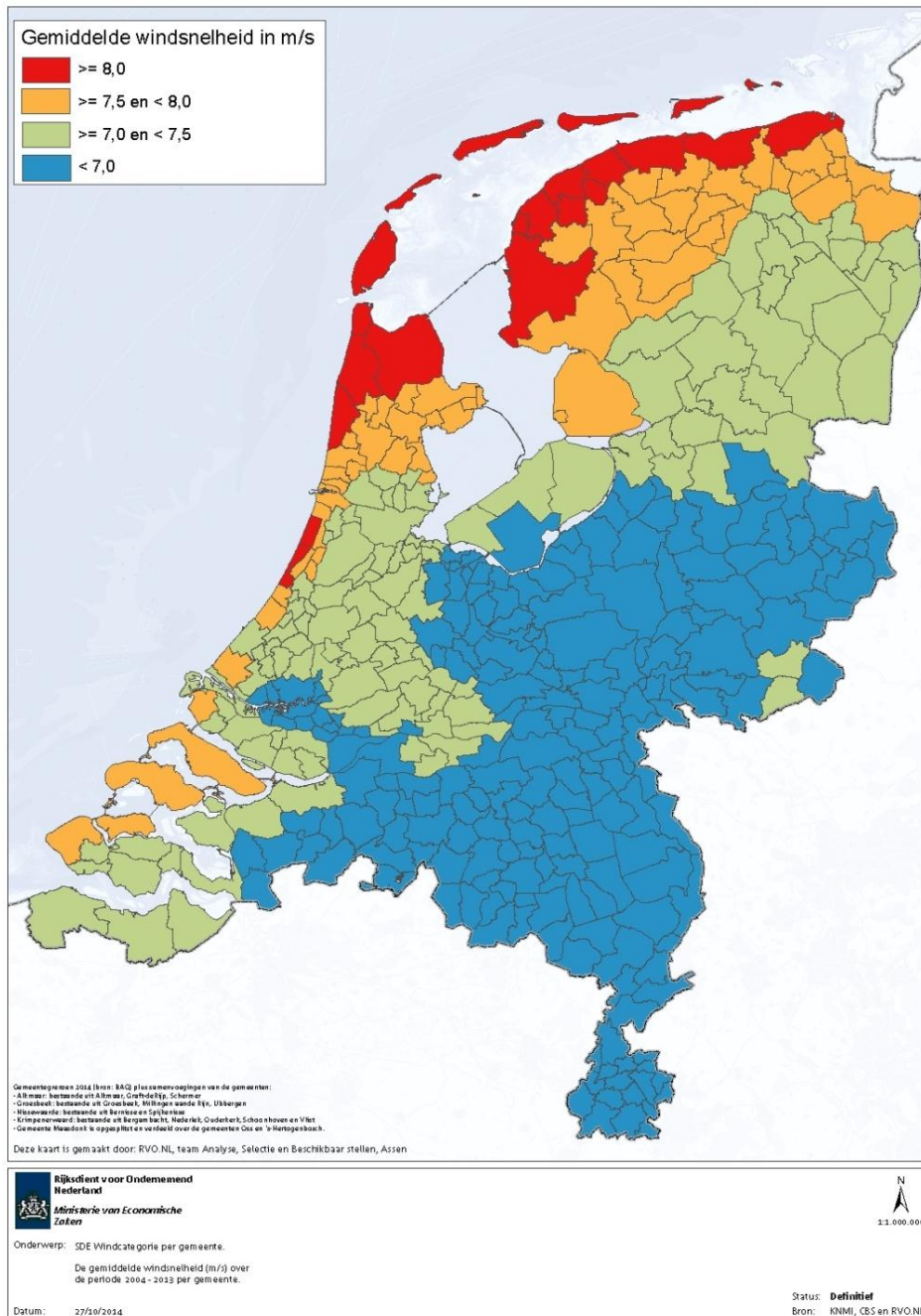
	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	€/kWh	0,070-0,093
Basisprijs SDE+ 2016	€/kWh	0,030
Voorlopig correctiebedrag 2016	€/kWh	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x onbalansfactor x profiefactor	

⁷ *Uitzondering: opknip gemeente Rotterdam*

Op basis van grote windsnelheidsverschillen voor de gemeente Rotterdam adviseren ECN en DNV GL bij uitzondering deze gemeente op te knippen in twee gebieden. In overleg met het ministerie van EZ is deze opknip gemaakt op basis van wijknummers: A) wijken 1323, 1318 en 1327; B) overige wijken in Rotterdam.

Figuur 1: Indeling van gemeenten naar windsnelheid

Windsnelheid per gemeente in Nederland



Bron: KNMI, CBS, RVO.NL (2014).

5.2 Wind op land één op één vervanging

Eind 2014 heeft het ministerie van EZ aan ECN en DNV GL gevraagd om voor de openstelling voor de SDE+ 2015 een basisbedrag te berekenen voor één-op-één-vervanging van windmolens. In het conceptadvies was deze categorie ook opgenomen voor de SDE+ 2016. Uit de marktconsultatie is gebleken dat de categorie, zoals destijds berekend, te krap is voor het vervangen van windturbines. Dit wordt met name veroorzaakt door het feit dat de opbrengsten uit de verkoop van de oude turbine een stuk lager liggen (of in ieder geval een grote spreiding kennen) naarmate de turbine ouder is, waardoor in veel gevallen het basisbedrag niet toereikend is.

Voor zover de categorie voor één-op-één-vervanging in de SDE+ 2015 is opgenomen om overwinst bij vroegtijdige vervanging van windturbines te voorkomen, adviseren ECN en DNV GL om de openstelling van de SDE+ te begrenzen: alleen windturbines op nieuwe locaties of locaties ter vervanging van windturbines ouder dan 15 jaar zouden in aanmerking moeten kunnen komen voor SDE+. De categorie voor één-op-één-vervanging zou daarmee kunnen komen te vervallen.

5.3 Wind op verbindende waterkeringen

5.3.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de categorie Wind op waterkering zijn ECN en DNV GL uitgegaan van windturbines die geplaatst worden op primaire verbindende waterkeringen of aan de waterkant van *primaire zee-waterkeringen*.

Tabel 27 toont de technisch-economische parameters voor Wind op verbindende waterkering. Deze parameters zijn gelijk aan die van de categorie wind op land, behalve voor de investeringskosten. Een toelichting hierop volgt in onderstaande tekst. Voor een toelichting op de overige parameters (en de rekenmethode) wordt verwezen naar paragraaf 5.1.1 over windenergie op land.

Tabel 27: Technisch-economische parameters voor Wind op verbindende waterkering

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	50,0	
Investeringskosten	[€/kW _e]	1460	€ 73,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	12,4	€ 620.000 / jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0139	

Hogere CAPEX voor Wind op verbindende waterkering

Het plaatsen van een windturbine 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.
- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn.
- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden voor wind op verbindende waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Met inachtneming van bovenstaande meerkosten is voor wind op verbindende waterkering het percentage meerkosten op 50% gesteld. Door de daling in de turbineprijzen (zie paragraaf 5.1) is evenals voor Wind op land ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan. De CAPEX is gedaald naar 1460 €/kW.

5.3.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen voor Wind op verbindende waterkering staan in Tabel 28 en moeten gelezen worden in combinatie met Figuur 1, waarin de Nederlandse gemeenten gedifferentieerd zijn naar windsnelheidscategorieën. Voor deze categorie is namelijk (evenals voor wind op land) winddifferentiatie van toepassing. De windkaart bepaalt tot welk basisbedrag mag worden ingediend voor een project in een bepaalde gemeente.

Bijvoorbeeld: een project in een gemeente met een rode kleur mag indienen voor categorie 'Wind op verbindende waterkering, $\geq 8,0$ m/s' (voor 0,075 €/kWh) tegen een onbeperkt aantal vollasturen. Een project in een blauwe gemeente mag indienen voor alle weergegeven basisbedragen in Tabel 28.

Tabel 28: Basisbedragen Wind op verbindende waterkering

Categorie	Basisbedrag [€/kWh]	Kleur gemeenten die mogen indienen (zie Figuur 1)
Wind op verbindende waterkering, $\geq 8,0$ m/s	0,075	Rood, oranje, groen, blauw
Wind op verbindende waterkering, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	0,082	Oranje, groen, blauw
Wind op verbindende waterkering, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,087	Groen, blauw
Wind op verbindende waterkering, $< 7,0$ m/s	0,099	Blauw

In Tabel 29 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 29: Overzicht subsidieparameters Wind op verbindende waterkering

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,075-0,099
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,030
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x onbalansfactor x profielfactor	

5.4 Wind in meer, water ≥ 1 km²

5.4.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Tabel 30 toont de technisch-economische parameters voor Wind in meer. Deze parameters (behalve de vaste O&M-kosten) wijken af van de parameters gehanteerd voor wind op land. Een toelichting op de afwijkende parameters is te vinden in onderstaande tekst. Voor een toelichting op de vaste O&M-kosten wordt verwezen naar paragraaf 5.1.1 over windenergie op land.

Tabel 30: Technisch-economische parameters Wind in meer

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Installatiegrootte	[MW]	150,0	
Investeringskosten	[€/kW _e]	2540	€ 381,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	12,4	€ 1.860.000 / jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0209	

Voor Wind in meer is gerekend met een parkgrootte van 150 MW. Door de grootte van het park zijn de zogverliezen hoger dan bij het referentiepark van 50 MW. In deze categorie wordt gerekend met een totaal van 17% projectverliezen in plaats van de 13% die geldt voor de categorie Wind op land. Er is gerekend met een windsnelheid van 8,5 m/s, omdat aangenomen is dat Wind in meer projecten geplaatst worden in water waarboven een hoge windsnelheid heerst.

De investeringskosten voor Wind in meer zijn op 2540 €/kW gesteld op basis van informatie die uit de markt is ontvangen en met inachtneming van de turbineprijzdaling die ook voor deze categorie door zal werken. Evenals voorgaande jaren is voor deze categorie gerekend met variabele O&M-kosten van 1,7 €ct/kWh. Hier bovenop komen de grondkosten, conform de beschrijving in 5.1.1.

5.4.2 Overzicht basisbedragen

Het resulterende basisbedrag voor Wind in meer en enkele andere subsidieparameters staan in Tabel 31. Evenals voor de andere windenergiecategorieën is voor wind in meer de vollasturencap afgeschaft. Voor wind in meer is géén winddifferentiatie van toepassing. Verwacht wordt dat wind-in- meerprojecten alleen in de windrijkere delen van Nederland ontwikkeld worden.

Tabel 31: Overzicht subsidieparameters Wind in meer

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,114
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,030
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x onbalansfactor x profielfactor	

6

Bevindingen geothermie

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de categorieën gerelateerd aan geothermie. Achtereenvolgens worden in de volgende paragrafen besproken:

- Geothermie warmte ≥ 500 meter (6.1)
- Geothermie warmte ≥ 3500 meter (6.2)
- Geothermie, gecombineerde opwekking diepte ≥ 500 meter (6.3).

6.1 Geothermie warmte ≥ 500 meter

In deze paragraaf wordt het advies voor de categorie voor geothermie ten behoeve van laagtemperatuurwarmte nader toegelicht. Hiermee is deze categorie representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische warmteprojecten.

De volgende kenmerken zijn hierbij van belang:

- Boordiepte (productieput: 500 m - 3500 m) met verschillende buisdiameters;
- Referentie 5500 vollasturen;
- Referentiecaser is gebaseerd op een gemiddelde van diverse geothermische referentiecaseren en scenario's;
- De kosten van een constructieperiode (bouwrente) van twee jaar zijn verdisconteerd in de investeringskosten.

De parameters voor de referentiecaseren voor geothermie ten behoeve van laagtemperatuurwarmte zijn weergegeven in Tabel 32. Op basis van nieuwe informatie, onder andere de reacties die zijn verkregen tijdens de marktconsultatie, zijn ten opzichte van vorig jaar aanpassingen gedaan in de investeringskosten en de O&M-kosten van deze categorie. Door een kleine verlaging van de investeringskosten, maar een verhoging van de O&M-kosten (zowel vast als variabel) wordt het basisbedrag iets naar boven bijgesteld.

Daarnaast adviseren ECN, DNV GL en TNO om binnen deze categorie geothermieprojecten toe te staan die gebruik wensen te maken van bestaande olie- of gasputten. Beoordeeld is of zulke projecten met een acceptabel rendement kunnen worden geëxploiteerd binnen deze categorie in de SDE+ 2016. De berekening is gebaseerd op financiële informatie van de meest concrete projecten en houdt rekening met enerzijds vermeden kosten vanwege het hergebruik van tenminste één bestaande put (minus herstellkosten), en anderzijds de claim dat olie- en gasputten over het algemeen minder gunstig gelegen zijn, en dus meer kosten voor het warmtetransportnet opgenomen dienen te worden. Gebaseerd op deze gegevens kan worden gesteld dat geothermieprojecten die gebruik maken van bestaande olie- en gasputten uitgevoerd kunnen worden binnen het basisbedrag voor Geothermie warmte, >500 m. Hierbij moet opgemerkt worden dat er verschillende configuraties denkbaar zijn voor gebruik van olie- en gasputten voor geothermische warmte. Op dit moment is er nog een gebrek aan data en initiatieven, maar voorlopig lijkt het erop dat de huidige initiatieven overeenkomstige kosten kennen als *greenfield*-projecten in deze categorie.

Tabel 32: Technisch-economische parameters voor Geothermie warmte \geq 500 meter

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[MW]	12	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	5500	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	1518	€ 18,2 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	62	€ 744.000 / jaar
Variabele O&M-kosten	[€/GJ _{output}]	2,2	

In Tabel 33 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 33: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte \geq 500 meter

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,056
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF x 70%	

6.2 Geothermie warmte \geq 3500 meter

In deze paragraaf wordt het advies voor de categorie van geothermische warmte van hoge temperatuur nader toegelicht. Deze categorie richt zich op hogere temperatuur-toepassingen voor met name industriële processen. Deze categorie wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van de productieput.

De volgende kenmerken zijn hierbij van belang:

- Boordiepte (productieput; \geq 3500 m) met verschillende diameters;
- Referentie: 5500 vollasturen;
- De referentiecasse is gebaseerd op een gemiddelde van diverse geothermische referentiecasses en scenario's;
- De kosten van een constructieperiode (bouwrente) van twee jaar zijn verdisconteerd in de investeringskosten.

Tabel 34 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasse van deze categorie, met een referentie-boordiepte van 3700 meter. Evenals bij de categorie Geothermie warmte \geq 500 meter is voor de categorie \geq 3500 meter de kostenmodellering aangepast aan de laatste inzichten uit de markt. Er is ook hier gerekend met lagere investeringskosten, maar met hogere O&M-kosten (zowel vast als variabel) dan in het conceptadvies. Ook voor deze categorie is het effect van de verhoging van de O&M-kosten sterker dan de impact van het verlagen van de investeringskosten, waardoor het basisbedrag per saldo hoger uitvalt. Het aantal vollasturen is op aangeven van EZ gelijk gehouden op 7000 uur/jaar. Zie Tabel 34 voor de technisch-economische parameters van de gebruikte referentiecasse voor Geothermie warmte $>$ 3500 meter en Tabel 35 voor overige subsidieparameters.

Tabel 34: Technisch-economische parameters Geothermie warmte \geq 3500 meter

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[MW]	15	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	2234	€ 33,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,output/a}]	90	€ 1.350.000 / jaar
Variabele O&M-kosten	[€/G _{output}]	1,8	

In Tabel 35 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 35: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte \geq 3500 meter

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,062
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF x 70%	

6.3 Geothermie, gecombineerde opwekking diepte ≥ 500 meter

De categorie Geothermische warmtekracht is in de SDE+ 2015 van toepassing op geothermische projecten die naast warmte ook een significant aandeel elektriciteit produceren. In de onderzoeksopdracht is ECN, DNV GL en TNO gevraagd om te adviseren over de openstelling van deze categorie in de SDE+ 2016.

ECN, DNV GL en TNO adviseren de categorie Geothermie, gecombineerde opwekking open te stellen in de SDE+-regeling 2016. Tijdens de marktconsultatie is gebleken dat er meerdere initiatieven zijn die gebruik wensen te maken van de mogelijkheid om geothermische energie af te zetten als elektriciteit.

Tijdens de marktconsultatie is gebleken dat het hierbij niet gaat om projecten waarbij elektriciteitsopwekking het primaire doel is, maar om projecten gericht op een warmtevraag die daarnaast ook elektriciteit op zullen wekken. De concrete initiatieven die zijn voorgesteld tijdens de marktconsultatie hebben betrekking op geothermische projecten, die zich richten op een warmteafzet aan lokale stadsverwarmingsnetten, en die tijdens de daluren voor de warmtevraag elektriciteit willen gaan opwekken. Deze laatste groep wordt hieronder nader toegelicht.

De hoeveelheid te benutten geothermische warmte hangt sterk af van enerzijds het debiet en anderzijds het verschil in temperatuur tussen het water dat naar woningen, gebouwen of kassen wordt aangevoerd en het afgevoerde water. Geothermische projecten in de glastuinbouwsector benutten het geothermisch potentieel van een doublet relatief goed door de aanzienlijke uitkoeling (de retourtemperatuur ligt veelal op 35°C).

De retourtemperatuur van stadsverwarmingsprojecten kent een grotere spreiding en is hiernaast ook mede afhankelijk van de aanvoertemperatuur. Moderne netten werken met een aanvoertemperatuur van 70°C en een retourtemperatuur van bijvoorbeeld 40°C. Er zijn echter ook stadsverwarmingsnetten die zich richten op de ruimteverwarming van bestaande woningen, die veelal is gebaseerd op een aanvoertemperatuur van 90°C en een retourtemperatuur van 70°C. Hierdoor zijn er dan ook diverse warmtenetten die standaard dit temperatuurregime kennen. Het is echter niet overal mogelijk om deze verdere uitkoeling te behalen, omdat de vraag naar deze lagere temperatuurwarmte niet overal aanwezig is.

Door een hogere retourtemperatuur wordt dus niet optimaal gebruik gemaakt van het potentiële vermogen van de geothermische bron. Wanneer een groter bronvermogen gebruikt wordt, wordt bij een gelijk aantal vollaasturen meer energie opgewekt, tegen relatief vergelijkbare projectkosten, waardoor deze projecten dus per kWh goedkoper kunnen uitkomen.

Deze laatste hogere temperatuur stadsverwarmingsprojecten overwegen nu om gebruik te maken van een derde geothermiecategorie voor WKK, waarbij de markt voor deze onrendabelere projecten graag aanspraak wil maken op het hogere basisbedrag voor geothermische warmtekracht. Hiernaast wil men het potentieel van de

ECN, DNV GL en TNO adviseren de categorie Geothermie, gecombineerde opwekking open te stellen in de SDE+-regeling 2016.

aardwarmte bron beter benutten, door in de ‘daluren’ voor de warmtevraag elektriciteit op te wekken.

Indien de SDE+-categorie Geothermie, gecombineerde opwekking komt te vervallen zal het project terugvallen op de categorie voor geothermische warmte. Het basisbedrag van geothermie, warmte >500m zal niet toereikend zijn om de volledige onrendabele top af te dekken van geothermische warmteprojecten met een zoals hierboven beschreven warmtevraag. ECN, DNV GL en TNO adviseren dan ook om de categorie Geothermie, gecombineerde opwekking open te laten voor de SDE+-regeling in 2016. Op basis van nieuw verkregen informatie van marktpartijen is de referentiecasi van Geothermie, gecombineerde opwekking aangepast.

De technisch-economische parameters die horen bij deze SDE+-categorie staan in Tabel 36. Het inputvermogen dat genoemd wordt in deze tabel verwijst naar het bruikbare vermogen van dit geothermieproject. Dit is gelimiteerd door de maximale uitkoeling die mogelijk is binnen dit project, dit is dus niet het maximale vermogen dat kan worden geproduceerd door de geothermische bron. Praktisch betekent het in dit geval dat het project niet tegelijkertijd het maximale vermogen voor warmte en het maximale vermogen voor elektriciteit op benutten. Daarnaast staan in Tabel 37 overige subsidieparameters.

Tabel 36: Technisch-economische parameters Geothermie, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	11	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,1	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	11	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	5000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	10%	
Investeringskosten	[€/kW _{input}]	2388	€ 29,6 miljoen
Investeringskosten ORC	[€/kW _e]	3000	
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{input}]	100	€ 1.100.000 / jaar

Tabel 37: Overzicht subsidieparameters Geothermie, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,112
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,017
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	8,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	4091
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,020
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF x 70%	

7

Bevindingen waterzuivering

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de volgende categorieën gerelateerd aan waterzuivering (AWZI/RWZI):

- RWZI, centrale thermofiele vergisting van secundair slib (7.1)
- AWZI/RWZI WKK - thermische drukhydrolyse (7.2)
- AWZI/RWZI – hernieuwbaar gas (7.3)

7.1 RWZI, centrale thermofiele vergisting van secundair slib

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt en het geproduceerde biogas door middel van een WKK-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Het geadviseerde basisbedrag is op dezelfde technisch-economische parameterwaardes gebaseerd als het advies voor 2015. De case is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 €/ton die wordt uitgespaard bij nuttige toepassing door vergisting. 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 financieel gunstig beïnvloed wordt. Voor deze case is uitgegaan van informatie verstrekt door waterschappen. 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. Dit komt terug als negatief bedrag bij de O&M-kosten. Daarnaast zijn de kosten voor de gasmotor-WKK in de case meegenomen.

Extra biogasproductie leidt tot grotere afbraak van slib, waardoor bespaard wordt op de slibverwerkingskosten.

Tabel 38: Technisch-economische parameters voor RWZI, centrale thermofiele vergisting van secundair slib

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,90	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,70	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,92	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	
Investeringskosten	[€/kW _e]	15000	€ 10,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	-1140	-€ 798.000 / jaar

In Tabel 39 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 39: Overzicht subsidieparameters RWZI, centrale thermofiele vergisting van secundair slib

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,060
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,029
Warmtekrachtverhouding	E:W	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	5729
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + TTF \times 70\% * WK) / (1 + WK)$	

7.2 AWZI/RWZI WKK - thermische drukhydrolyse

Deze categorie is ten opzichte van 2014 en 2015 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 van voldoende vermogen 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 de vergistingsinstallatie met een installatie voor thermische drukhydrolyse. Hierdoor wordt een hogere gasopbrengst per ton slib bereikt. Door de voorgeschakelde hydrolyse neemt ook de slibverwerkingscapaciteit van de bestaande installatie toe. Een bijkomend voordeel is dat het slibdigestaat, dat ontstaat na vergisting van slib dat is voorbehandeld met een thermische drukhydrolyse, nog verder ontwaterd kan worden, wat leidt tot lagere transportkosten.

In de referentie-installatie zijn alleen de investeringskosten in de thermische drukhydrolyse opgenomen. De kosten voor de ontwatering en modificaties aan de

bestaande vergistingstank zijn verondersteld te worden gecompenseerd door de lagere transportkosten van de afvoer van het slib.

De extra gasopbrengst die ontstaat bij het voorschakelen van een thermische drukhydrolysestap kan op verschillende manieren worden toegepast:

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

De hydrolyse kent een eigen warmtevraag. Aan deze warmtevraag kan voldaan worden door de WKK met behulp 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 een WKK-optie hier meestal nuttig zal zijn, waarbij een WKK van ca. 720 kW_e de benodigde warmte kan leveren. In deze configuratie wordt alle warmte voor het interne proces gebruikt en blijft alleen hernieuwbare elektriciteit als geleverd product over waarover een SDE+-vergoeding ontvangen kan worden.

Deze configuratie zal waarschijnlijk voor het merendeel van de RWZI's van toepassing zijn, omdat externe warmte meestal niet beschikbaar is voor een RWZI. Voor die situaties waar dat wel zo is, wordt een nieuwe categorie 'AWZI/RWZI Groen Gas - thermische drukhydrolyse' geadviseerd.

Tabel 40: Technisch-economische parameters voor AWZI/RWZI – thermische drukhydrolyse

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Doorzet slib	[ton droge stof/jaar]	16000	
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	
WKK-vermogen (netto)	[kW _e]	723	
Totale investering	[€/kW _e]	6100	€ 4,4 miljoen
Totale variabele kosten	[€/kW _e]	800	€ 578.000 / jaar

In Tabel 41 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 41: Overzicht subsidieparameters AWZI/RWZI - thermische drukhydrolyse

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,093
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

7.3 AWZI/RWZI – hernieuwbaar gas

De categorie Hernieuwbaar gas uit RWZI-vergisting ondergaat een wijziging ten opzichte van vorig jaar. Het basisbedrag is berekend voor een grotere vergistingseenheid, op basis van gegevens uit (STOWA, 2011). Gezien de beperkte toepassing van biogas uit RWZI's voor hernieuwbaar gas en grootschalige toepassing van WKK bij RWZI's (CBS, 2013) en de benodigde warmte voor thermische drukhydrolyse en thermofiele vergisting, lijkt het produceren van hernieuwbaar gas in plaats van inzet in een WKK vanuit het oogpunt van efficiëntie van de SDE+-regeling maar beperkt zinvol. Daarnaast is er een tendens om op centrale locaties RWZI-slib door middel van vergisting te verwerken en ook daarom is een basisbedrag op basis van een grote installatie realistisch. Het nieuwe basisbedrag valt marginaal lager uit dan het geadviseerde basisbedrag van het voorgaande jaar.

Tabel 42: Technisch-economische parameters voor AWZI/RWZI - Hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ /h groen gas]	164,2	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[%]	25%	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³ ruw biogas (netto)]	0,15	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/Nm ³ /uur ruw biogas (bruto)]	4896	€ 1,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/Nm ³ /uur ruw biogas (bruto)]	504	€ 158.000 / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	22,0	
Rendement gaszuivering	[%]	99,9%	

In Tabel 43 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 43: Overzicht subsidieparameters AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,032
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

8

Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de categorieën gerelateerd aan de verbranding en vergassing van biomassa. Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën wordt in paragraaf 8.1 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in de achtereenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Gehanteerde prijzen voor biomassaverbranding en -vergassing (8.1)
- Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen) (8.2)
- Bestaande capaciteit voor meestook (8.3)
- Nieuwe capaciteit voor meestook (8.4)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MWth (8.5)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth (8.6)
- Ketel op vloeibare biomassa (8.7)
- Warmte, houtpellets (8.8)
- Thermische conversie van biomassa, > 50 MWth, input (8.9)
- Thermische conversie van biomassa, ≤ 50 MW_{th_input} (8.10).

8.1 Gehanteerde prijzen voor biomassa-verbranding en -vergassing

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit rapport is een aantal referentiebrandstoffen gebruikt. Voor vaste biomassa worden zowel snoei- en dunningshout als houtpellets als referentie gebruikt. Voor vloeibare biomassa wordt dierlijk vet als referentie aangehouden.

Tabel 44 toont een overzicht van deze verschillende referenties voor biomassa als brandstof. Een nadere toelichting op de componenten in de tabel is in de volgende subparagrafen weergegeven.

Tabel 44: Gehanteerde biomassaprijzen voor installaties die SDE+ in 2016 aanvragen (excl. brandstofprijsopslag)

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/ton]	Leveringsprijs aan de installatie [€/ton]	Referentieprijs [€/GJ]
Vaste biomassa			
Snoei- en dunningshout	9	49	5,4
B-hout	13	28	2,2
Houtpellets	17	145	9,4
Vloeibare biomassa			
Dierlijk vet	39	600	15,4

8.1.1 Snoei- en dunningshout

De referentiebrandstof voor nieuwe installaties voor thermische conversie van vaste biomassa en voor ketels op vaste biomassa is licht gewijzigd ten opzichte van het advies voor de SDE+ 2015 door de brandstofprijsopslag direct in de brandstofprijs te verwerken. Snoei- en dunningshout is de referentiebrandstof. 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 49 €/ton aangenomen ofwel 5,4 €/GJ. Niet overal in Nederland zal snoei- en dunningshout voor deze prijs verkregen kunnen worden, wat vooral komt door interacties aan de grens met Duitsland en België. De prijs in Duitsland is momenteel relatief vlak, maar ligt hoger dan in Nederland. Verder is in de consultatie gebleken dat de brandstofprijsopslag van 1 €/ton uit eerdere jaren voor onduidelijkheid zorgt. Daarom is deze opslag nu verwerkt in de brandstofprijs, waardoor de prijs van snoei- en dunningshout op 49 €/ton wordt vastgesteld.

- Brandstofprijs snoei- en dunningshout: 49 €/ton
- Energie-inhoud: 9 GJ/ton
- Geen brandstofprijsopslag.

8.1.2 B-hout

De brandstofprijs voor B-hout is verondersteld te liggen op 28 €/ton, met een bijbehorende energie-inhoud van 13 GJ/ton. Voor de categorie Verlengde levensduur thermische conversie van biomassa wordt verondersteld dat de beschikking voor de subsidie tijdig bekend is, zodat de bestaande brandstofcontractportfolio voortgezet kan worden. Daarbij is er voldoende ervaring bij de huidige exploitanten om de brandstoflevering langjarig vast te zetten, zodat brandstofprijrisico-opslag, zoals die voor sommige categorieën met nieuwbouwprojecten in de SDE+-regeling is berekend, niet in deze categorie hoeft te worden toegepast.

- Brandstofprijs B-hout: 28 €/ton.
- Energie-inhoud: 13 GJ/ton.
- Geen brandstofprijsofslag.

8.1.3 Houtpellets

Voor de categorieën bij- en meestook en pelletketels wordt voor de biomassabrandstof 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 160 €/ton (afgeleverd aan de centrale). Deze prijs is gebaseerd op input verkregen vanuit de markt en openbare bronnen zoals de Argus-index. De prijs is opgebouwd uit: 145 €/ton voor levering bij de centrale (135 €/ton huidige prijs als CIF ARA en 10 €/ton voor de logistieke kosten voor het vervoer van haven naar centrale) en 15 €/ton risico-opslag voor langetermijncontractering (inclusief valutarisico's). Hierbij is 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. Op basis van de informatie ontvangen tijdens de marktconsultatie blijkt dat de prijzen voor kleinschaligere partijen binnen de onzekerheidsmarge van de hier gehanteerde prijzen te vallen.

De keuze voor de biomassabrandstof en het bijbehorende prijsniveau kan nog worden beïnvloed door de duurzaamheidscriteria voor biomassa bij meestook. Eerder dit jaar zijn overheid, industrie en NGO's tot een overeenkomst gekomen over deze duurzaamheidscriteria. Op enkele essentiële punten behoeven de afspraken nog concretisering waar op dit moment aan gewerkt wordt. Het is daardoor nog onduidelijk hoe eventuele kosten voor de bijbehorende certificering zich verhouden tot andere onzekerheden in de aannames rond inzet van biomassa voor meestook.

- Brandstofprijs houtpellets (incl. overslag en logistiek): 145 €/ton.
- Energie-inhoud: 17 GJ/ton.
- Brandstofprijsofslag: 15 €/ton.

Bij de risico's voor de langetermijncontractering zijn valutarisico's inbegrepen.

8.1.4 Vloeibare biomassa

De prijs van zowel plantaardige oliën als dierlijke vetten laat sinds de piekjaren in 2011 en 2012 een dalende tendens zien. Uit de meest recente data lijkt de daling door te zetten, maar op basis van het vijfjarig gemiddelde is deze gering. Voor 2016 wordt net zoals vorig jaar een gemiddelde prijs voor vloeibare biomassa van 600 €/ton bij een stookwaarde van 39 GJ/ton aangehouden. 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.

- Brandstofprijs dierlijk vet: 600 €/ton.
- Energie-inhoud: 39 GJ/ton.
- Geen brandstofprijsoverlap.

8.2 Biomassavergassing ($\geq 95\%$ 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, syngas genoemd. In de gasreinigungssectie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Tenslotte wordt het gas opgewaardeerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG) waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet ingevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een grootte van ca. 20 MW_{th} oftewel een productievermogen van circa 1580 Nm³ groengas/ uur. Het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG is 70%. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien; wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De combinatie van een houtvergasser en een gasopwaarderingsinstallatie zorgt voor een complexe productie-installatie: daarom wordt uitgegaan van 7500 vollasturen per jaar. Zie Tabel 45 voor de technisch-economische parameters.

Tabel 45: Technisch-economische parameters vergassing van biomassa ($\geq 95\%$ biogeen)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentiegrootte	[Nm ³ /h]	1578	
Vollasturen	[h/a]	7500	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/Nm ³]	0,45	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€ per Nm ³ /h]	43200	€ 68,3 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/a per Nm ³ /h]	2160	€ 3,4 mln / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	9	
Grondstofkosten	[€/ton]	49	
Rendement gaszuivering	[%]	99,9%	

In Tabel 46 is het basisbedrag weergegeven. Daarnaast staan in deze tabel ook de basisprijs, de contractkosten, het correctiebedrag.

Tabel 46: Overzicht subsidieparameters Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,151
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

8.3 Bestaande capaciteit voor bij- en meestook van biomassa

8.3.1 Algemene uitgangspunten

Een deel van de Nederlandse elektriciteits- en warmteproductie vindt plaats in kolencentrales. Deze centrales kunnen - naast kolen - ook gebruik maken van biomassa als brandstof. Dat kan in principe op twee manieren:

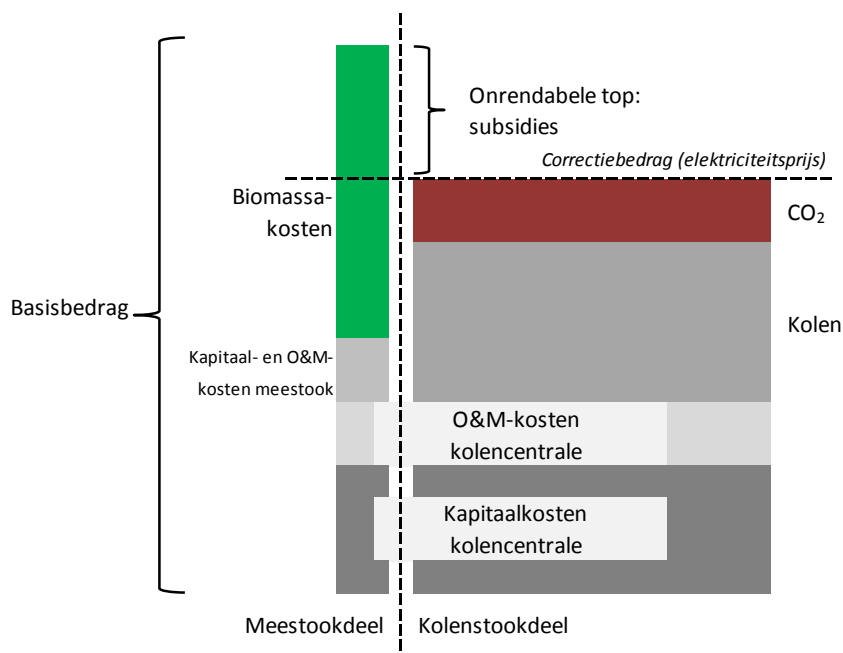
- Door directe vervanging van kolen door biomassa, die als vaste brandstof de ketel in gaat. Dit wordt *meestook* van biomassa genoemd.
- Door inzet van biomassa na een thermische voorbehandeling, bijvoorbeeld vergassing. De biomassa wordt dan via een tussenproduct ingezet. Dit wordt *bijstook* van biomassa genoemd.

Voor alle categorieën van meestook wordt uitgegaan van schone, witte houtpellets. Voor bijstook is de referentiebrandstof B-hout. De toelichting op de gehanteerde biomassaprijzen staat in paragraaf 8.1.3 (houtpellets) respectievelijk 8.1.2 (B-hout).

Afbakening bij- of meestook deel in de kolentrale

Voor de berekening van het basisbedrag voor inzet van biomassa worden de kosten van de kolentrale (kapitaalslasten en O&M) toegerekend naar rato van het percentage biomassainzet. In theoretische zin wordt er gerekend met een virtuele biomassacentrale ter grootte van dit percentage. Een illustratie van deze methode staat in Figuur 2. Ook rendementsverliezen van de centrale als geheel die door de inzet van biomassa worden veroorzaakt worden doorberekend aan het biomassadeel. 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%.

Figuur 2: Illustratie van de SDE-methode bij meestook van biomassa in een kolencentrale. Kosten in €/kWh_e. Gestileerde figuur, de hoogtes van de kostenbalken komen niet exact overeen met de gegevens in dit rapport.



Kapitaalslasten

Voor de berekening van de kapitaalslasten van de kolencentrale wordt rekening gehouden met het verschil in economische levensduur van de kolencentrale en de looptijd van de SDE+-beschikking voor inzet van biomassa (8 jaar). De kapitaalslasten en operationele kosten van de kolencentrale worden hierbij proportioneel toegerekend aan het deel van de centrale dat biomassa inzet. Bij een economische levensduur van 30 jaar worden de specifieke kapitaalslasten (EUR/kW_e) van de kolencentrale voor een factor 8/30 meegerekend. Voor specifieke investeringen die nodig zijn om de inzet van biomassa mogelijk te maken wordt gerekend met een economische levensduur van 8 jaar.

Warmtelevering

In de MEP- regeling werd de productie van warmte bij inzet van biomassa in kolencentrales niet apart gesubsidieerd. Als subsidiegrondslag wordt het deel van de elektriciteitsproductie genomen dat uit biomassa zou worden geproduceerd wanneer er geen sprake zou zijn van warmte-uitkoppeling.

In dit SDE+ 2015-advies is het uitgangspunt dat de kern van deze benadering gehandhaafd blijft: er komt geen aparte vergoeding voor warmte maar de subsidiegrondslag blijft gelijk aan de elektriciteitsproductie uit biomassa die zonder warmte-uitkoppeling zou worden gerealiseerd.

8.3.2 Beschrijving van de referentie-installatie

In de onderstaande tekst zijn voor de categorie bestaande capaciteit voor bij- of meestook de referentiecentrales beschreven en de hierbij gehanteerde parameters vermeld.

Kolencentrale uit de jaren '90 met bestaande capaciteit voor het meestoken van biomassa

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een superkritische kolencentrale van 600-650 MW_e, gebouwd in de 90'er jaren, met een netto rendement van 41 %, die is uitgerust met een ROI, DeNO_x en stofafvangstinstallatie. Er wordt uitgegaan van 6000 vollasturen elektriciteitslevering.

Aangenomen wordt dat het rendement van het verstoken van biomassa 2% lager is dan bij kolenstook. Gezien het feit dat de meestookinstallatie al aanwezig is worden hier slechts beperkte vervangingsinvesteringen in rekening gebracht.

Voor het uitvoeren van de 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 90'er jaren kolencentrale zijn gesteld op 1100 €/kW_e. 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 meestookpercentage (op energiebasis) in het basisbedrag verdisconteerd.
- De vervangingsinvesteringen om de bestaande meestookinstallatie 8 jaar langer te kunnen laten draaien zijn geraamd op 30 €/kW_e (alleen gerekend over het aantal kW_e meestook).
- De O&M-kosten van de kolencentrale bedragen 30 €/kW_e. 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).

Kolencentrale uit de jaren '90 met bestaande capaciteit voor bijstook van biomassa

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een superkritische kolencentrale, gebouwd in de 90'er jaren met een netto rendement van 41 %, die is uitgerust met een ROI, DeNO_x en stofafvangstinstallatie. Bij de centrale staat een biomassavergasser welke productgas levert dat in de kolencentrale wordt bijgestookt. Er wordt uitgegaan van 5000 vollasturen voor de biomassavergasser.

Voor de biomassavergasser wordt een thermisch rendement van 95% aangenomen. Aangenomen wordt dat het rendement van het verstoken van het productgas 1% lager is dan bij kolenstook.

Voor de bijstook van biomassa wordt een evenredig deel van de kapitaals- en onderhoudskosten van de kolencentrale toegerekend aan de bijstookactiviteiten. Hierbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De totale investeringskosten van de 90'er jaren kolencentrale zijn gesteld op 1100 €/kW_e. 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 bijstookpercentage (op energiebasis) in het basisbedrag verdisconteerd.
- De kosten voor vervangingsinvesteringen om de biomassavergasser 8 jaar langer te kunnen laten draaien zijn gesteld op 75 €/kW_e (alleen gerekend over het aantal kW_e meestook).
- De O&M-kosten van de kolencentrale bedragen 30 €/kW_e. Hierbij wordt dezelfde rekenmethodiek toegepast als bij de investeringskosten.

- De extra vaste O&M-kosten voor de biomassavergasser bedragen € 190/kW_e (alleen gerekend over het aantal kW_e meestook). Dit bevat ook extra kosten voor het geheel metaal-vrij maken van de biomassa.
- Daarnaast zijn er variabele O&M-kosten voor de vergasser ter grootte van 7,5 €/MWh_e (alleen doorberekend voor de met biomassa opgewekte kilowatturen).

Tabel 47 toont de technische economische parameters voor de twee referentie-installaties.

Tabel 47: Technisch-economische parameters bestaande capaciteit voor bij- en meestook van biomassa

Parameters referentie installaties	Eenheid	Waarde meestook	Waarde bijstook
Netto elektrisch vermogen van de centrale	[MW _e]	600-650	600-650
Bij- of meestookpercentage	[e/e %]	27	5
Thermisch vollastrendement kolen	[%]	41	41
Vollasturen elektriciteitsproductie	[h/a]	6000	5000
Rendement biomassavergasser	[%]	-	95
Rendement biomassadeel centrale	[%]	39*	38**/**
Kosten biomassa	[€/ton]	160	28
Looptijd subsidieregeling	[a]	8	8
Specifieke investering biomassa-inzet (levensduurverlenging)	[€/kW _e]	30	75
Investeringskosten kolencentrale	[€/kW _e]	1100	1100
Economische levensduur kolencentrale	[a]	30	30
O&M-kosten kolencentrale	[€/kW _e]	30	30
Extra O&M kosten biomassa meestoken (op biomassa MWh)	[€/MWh _e]	3	-
Extra vaste O&M-kosten biomassavergasser	[€/kW _e]	-	190
Extra variabele O&M-kosten biomassavergasser	[€/MWh _e]	-	7,5

*: Rendementsverlies van de centrale als geheel door biomassa bij- of meestook wordt hierbij volledig toegerekend aan het biomassadeel.

** : Inclusief het rendement van de vergasser.

In Tabel 48 is het basisbedrag weergegeven. Dit is gebaseerd op een naar vermogen gewogen gemiddelde tussen meestook en bijstook. Daarnaast staan in deze tabel ook de basisprijs, de basisprijspremie, (de rekenmethode van) het correctiebedrag.

Tabel 48: Overzicht subsidieparameters Bestaande capaciteit voor bij- en meestook

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,107
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Gewogen aantal vollasturen	[uur/jaar]	5839
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

8.4 Nieuwe capaciteit voor meestook

In de onderstaande tekst is voor de categorie nieuwe capaciteit voor meestook de referentiecentrale beschreven en zijn de hierbij gehanteerde parameters vermeld. Een overzicht van deze parameters is weergegeven in Tabel 49. De algemene uitgangspunten voor bij- en meestook van biomassa uit paragraaf 8.3.1 zijn ook van toepassing op nieuwe capaciteit voor meestook.

Kolencentrale uit de jaren '10 met nieuwe capaciteit voor meestook van biomassa

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een superkritische kolencentrale met een verbrandingseenheid in de range van 700 tot 1100 MW_e met een netto vollastrendement van 46%, die is uitgerust met een ROI, DeNO_x en stofafvanginstallatie. Er wordt uitgegaan van 7000 vollasturen elektriciteitslevering.

Aangenomen wordt dat het rendement van het verstoken van biomassa 2% lager is dan bij kolenstook. Voor de realisatie van de nieuwe meestookinstallatie wordt een investeringsbedrag van 450 €/kW_e aangehouden (alleen gerekend over het aantal kW_e meestook).

Voor het uitvoeren van de 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 2000 €/kW_e. 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 meestookpercentage (op energiebasis) in het basisbedrag verdisconteerd.
- De O&M-kosten van de kolencentrale bedragen 30 €/kW_e. Ook dit wordt naar rato van het vermogen voor meestook meegerekend.
- 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 biomassameestookinstallatie is gelijk aan de looptijd van de regeling (uitgangspunt SDE-systematiek).

Tabel 49: Technisch-economische parameters nieuwe capaciteit voor meestook van biomassa in centrales uit de jaren '10

Parameter	Eenheid	Advies 2016
Netto elektrisch vermogen van de centrale	[MW _e]	700-1100
Thermisch vollaastrendement kolen	[%]	46%
Meestookpercentage	[e/e %]	20%
Vollasturen elektriciteitsproductie	[h/a]	7000
Thermisch vollaastrendement	[%]	44%
Kosten biomassa	[€/ton]	160
Looptijd subsidieregeling	[a]	8
Specifieke investering biomassameestook	[€/kW _e]	450
Investeringskosten kolencentrale	[€/kW _e]	2000
Economische levensduur kolencentrale	[a]	30
O&M kosten kolencentrale	[€/kW _e]	30
Extra O&M-kosten biomassa meestoken	[€/MW _h e]	3,0

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

In Tabel 50 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 50: Overzicht subsidieparameters Nieuwe capaciteit voor meestook

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,114
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

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

De referentie-installatie voor deze categorie is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout ingezet wordt als referentie-brandstof. In aanvulling op deze referentie-installatie is rekening gehouden met investeringen voor rookgasreiniging in het kader van het Activiteitenbesluit. Zo is er voor installaties onder de 1 MW_{th} een stoffilter meegenomen. Installaties groter dan 1 MW_{th} zullen ook een DeNO_x-installatie nodig hebben. Door het schaalvoordeel van deze installaties ten opzichte van de referentiecasse achten we de specifieke investeringskosten voor deze installaties gelijk aan die van de referentiecasse. Het veronderstelde aantal vollasturen is 4000 uur per jaar. De investeringskosten zijn opnieuw beoordeeld dit jaar, wat resulteert in een verhoging tot 460 EUR/kW_{th,output}.

Tabel 51 geeft de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa.

Tabel 51: Ketels op vaste biomassa, 0,5-5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[MW _{th,output}]	0,75	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	460	€ 0,3 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,output}]	45	€ 34.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	49	

In Tabel 52 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 52: Overzicht Subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,052
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

8.6 Ketel op vaste of vloeibare biomassa, $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Voor deze categorie is de referentie-installatie een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout ingezet wordt als referentie-brandstof. In aanvulling op deze referentie-installatie is rekening gehouden met investeringen in het kader van het Activiteitenbesluit. De rookgasreiniging voor deze categorie vraagt hogere investeringen dan voor de categorie 0,5 - 5 MW_{th} . Hierbij wordt ervan uitgegaan dat door toepassing van een SNCR installatie de NO_x voldoende gereduceerd kan worden. Daarnaast is rekening gehouden met hogere investeringen ten opzichte van de referentie-installatie betreffende aanvullende biomassaopslag. Daarmee wordt het schaalvoordeel ten opzichte van de categorie 0,5 - 5 MW_{th} vereffend. De investeringskosten zijn opnieuw beoordeeld dit jaar wat resulteert in 460 $\text{€}/\text{kW}_{\text{th,output}}$.

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van een gasgestookte WKK. Daarom is voor deze categorie het aantal vollasturen op 7000 uur per jaar gesteld.

Een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa ($\geq 5 \text{ MW}$) is weergegeven in Tabel 53.

Tabel 53: Technisch-economische parameters voor Ketel op vaste of vloeibare biomassa, $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[$\text{MW}_{\text{th,output}}$]	10	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[$\text{€}/\text{kW}_{\text{th,output}}$]	460	€ 4,6 miljoen
Vaste O&M-kosten	[$\text{€}/\text{kW}_{\text{th,output}}$]	62	€ 620.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	
Brandstofprijs	[$\text{€}/\text{ton}$]	49	

In Tabel 54 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 54: Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[$\text{€}/\text{kWh}$]	0,043
Basisprijs SDE+ 2016	[$\text{€}/\text{kWh}$]	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[$\text{€}/\text{kWh}$]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF x 70%	

8.7 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door ketels op vloeibare biomassa, zoals bijvoorbeeld pyrolyseolie of dierlijk vet. Als referentie-brandstof 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 op vloeibare biomassa ontworpen ketels als inzet van vloeibare biomassa in aangepaste bestaande gasketels. In Tabel 55 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa.

Tabel 55: Technisch-economische parameters voor Ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	10	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	0	€ 0,0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	24	€ 240.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	39,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	600	
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	0	

In Tabel 56 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 56: Overzicht subsidieparameters Ketel op vloeibare biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,071
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

8.8 Warmte, houtpellets > 5 MW_{th}

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel die stoom levert van 35 bar en waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De opslag vindt plaats in silo's. Uit de consultatie is gebleken dat diverse marktpartijen de voorkeur geven aan een roosterketel ten opzichte van een poederketel. Daarop is een nieuwe kostenschatting gemaakt. Verder bleek uit de consultatie dat er belangstelling is voor vermogens kleiner dan 10 MW_{th}. Er zijn vanuit de marktconsultatie twee analyses aangereikt, beide op basis van de ETS-data van diverse industriële sectoren. De conclusie uit deze analyse is dat het bij een ondergrens van 10 MW_{th} mogelijk is ongeveer 80% van de potentiële energieproductie in de industrie te bereiken, en bij een ondergrens van 5 MW_{th} ongeveer 90% van de potentiële energieproductie in de industrie bereikt kan worden. Vanuit dit oogpunt adviseren wij om de ondergrens te verlagen naar 5 MW_{th}.

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 de categorie Ketel vaste of vloeibare biomassa > 5 MW_{th}. De investeringskosten van de referentie-installatie bedragen 460 €/kW_{th, output} met bijbehorende O&M kosten van 27,6 €/kW_{th, output}. De investeringskosten zijn daarmee gelijk aan de categorie voor dunnings- en snoeihout. De duurdere stoomketel en stoom-appendages van de pellet-categorie worden gecompenseerd door de eenvoudigere brandstofopslag en -transport van deze installatie. De O&M-kosten bij deze categorie zijn lager dan die van de categorie op basis van snoeihout. Dit komt doordat de opslag en transport van brandstof kleiner en eenvoudiger uitgevoerd kan worden, waardoor er minder personeel en vervangingsonderdelen nodig zijn om de installatie te bedienen en onderhouden.

Er is aangenomen dat de houtpellets in bulk aangevoerd worden, waardoor de brandstofprijs gelijk gesteld kan worden aan die van houtpellets in de categorie Bij- en meestook. De technisch-economische parameters zijn weergegeven in Tabel 57. Op aangeven van EZ is voor deze categorie gerekend met een subsidieduur van 8 jaar.

Tabel 57: Technisch-economische parameters voor Warmte, houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Thermisch outputvermogen	[MW _{th, output}]	30	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Investeringskosten	[€/kW _{th, output}]	460	€ 13,8 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th, output}]	27,6	€ 828.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	145	
Brandstofprijsofslag	[€/ton]	15	

In Tabel 58 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 58: Overzicht subsidieparameters Warmte, houtpellets

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,057
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF x 70%	

8.9 Thermische conversie van biomassa, > 50 MW_{th, input}

De referentie is een houtgestookte installatie voor levering van elektriciteit en warmte met een inputvermogen van 75,8 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 50,0 MW_{th} kan leveren.

Uitgangspunt van de referentie-installatie is dat deze gekoppeld is aan een groot bestaand stadverwarmingsnet, waarbij de geproduceerde warmte volledig benut kan worden. Voor het aantal vollasturen warmtelevering is daarom 7500 uur aangenomen. Op momenten dat geen vollastlevering van warmte nodig is zal de gehele installatie in deellast draaien. De locatie van een dergelijke installatie zal een industrieel gebied zijn, in de directe nabijheid van een bestaande conventionele warmtekrachtinstallatie met goede aanvoerroutes voor biomassa.

De referentie-installatie is gebaseerd op snoei- en dunningshout als brandstof. Door de lagere energie-inhoud van verse houtstromen is een relatief groot opslag- en transportsysteem en een groot 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 59.

Het minimaal vermogen van deze categorie is dit jaar aangepast, zodat deze gelijk ligt aan de grens die in het Activiteitenbesluit gehanteerd wordt voor emissiegrenswaarden. Op basis van actuele marktdata is het elektrisch rendement verhoogd en zijn de specifieke investeringskosten en O&M-kosten verlaagd.

Verder heeft het ministerie van EZ gevraagd om een minimaal elektrisch rendement op basis van het opgestelde vermogen voor deze categorie te definiëren. ECN en DNV GL adviseren dit minimaal elektrisch outputvermogen op 15% van het thermische inputvermogen (minimaal netto elektrisch rendement 15%) te leggen.

ECN en DNV GL adviseren een minimaal elektrisch outputvermogen van 15% van het thermisch inputvermogen.

Tabel 59: Technisch-economische parameters voor Thermische conversie van biomassa, >50 MW_{th,input}

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th,input}]	75,8	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	16,7	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th,output}]	50	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	7500	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7500	
Maximaal elektrisch rendement		22%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th,input}]	1650	€ 125,1 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,input}]	100	€ 7,6 mln. / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	49	

In Tabel 60 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 60: Overzicht subsidieparameters Thermische conversie van biomassa, >50 MW_{th,input}

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,077
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	2,99
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7500
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,023
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + TTF x 70% * WK) / (1 + WK)	

8.10 Thermische conversie van biomassa, ≤ 50 MW_{th, input}

Veel initiatieven tot 50 MW_{th, input} worden ontwikkeld voor lokaal beschikbare biomassa-stromen. Decentrale overheden spelen vaak een initiërende of faciliterende rol. De referentie-installatie is gebaseerd op een ketel met een condenserende turbine en heeft een thermisch inputvermogen van 8,7 MW_{th}, waarbij maximaal 1,65 MW_e elektriciteit en 5 MW_{th} warmte geleverd kan worden.

De bedragen voor zowel de investeringskosten als de O&M-kosten zijn gebaseerd op projecten die in het verleden gerealiseerd zijn of op informatie die in het verleden vanuit de consultatie aangeleverd is met betrekking tot geplande projecten. Op basis hiervan is een referentiecasse opgesteld die in het advies van 2016 en voorgaande jaren is opgenomen.

ECN en DNV GL adviseren een minimaal elektrisch outputvermogen van 15% van het thermische inputvermogen.

Het maximaal vermogen van deze categorie is dit jaar aangepast, zodat dit gelijk is aan de grens die in het activiteitenbesluit gehanteerd wordt voor emissiegrenswaarden. Verder heeft het ministerie van EZ gevraagd om een minimaal elektrisch rendement op basis van het opgestelde vermogen voor deze categorie te definiëren. ECN en DNV GL

adviseren dit minimaal elektrisch outputvermogen op 15% van het thermische inputvermogen (minimaal netto elektrisch rendement 15%) te leggen.

Tabel 61: Technisch-economische parameters voor Thermische conversie van biomassa < 50 MW_{th_input}

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,7	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,65	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	5,0	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		19%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		1/4	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1400	€ 12 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	80	€ 0,69 mln. / jaar
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,006	
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	
Brandstofprijs	[€/ton]	49	

In Tabel 62 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 62: Overzicht subsidieparameters Thermische conversie van biomassa, <50 MW_{th_input}

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,143
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,021
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	2,44
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	4241
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + TTF \times 70\% * WK) / (1 + WK)$	

9

Bevindingen vergisting van biomassa

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de categorieën gerelateerd aan de vergisting van biomassa. Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën wordt in paragraaf 9.1 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in de achtereenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting (9.1)
- Allesvergisting (hernieuwbaar gas) (9.2)
- Gecombineerde opwekking allesvergisting (9.3)
- Warmte allesvergisting (9.4)
- Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas) (9.5)
- Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest (9.6)
- Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest (9.7)
- Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas) (9.8)
- Gecombineerde opwekking vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (9.9)
- Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (9.10).

Naast de technisch-economische parameters vermelden deze paragrafen per categorie ook het basisbedrag, de basisprijs, het correctiebedrag 2015 en de rekenmethode voor het correctiebedrag.

9.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit rapport is een aantal referentiebrandstoffen gebruikt. Voor vergisting worden twee referenties genoemd: biomassa voor allesvergisters en biomassa voor mestcovergisters. Tabel 63 toont een overzicht van deze verschillende referenties voor biomassa als brandstof. Een nadere toelichting op de componenten in de tabel is in de volgende subparagrafen weergegeven.

Tabel 63: Gehanteerde biomassaprijzen voor vergistingsinstallaties die SDE+ in 2016 aanvragen

Biomassa voor vergisting*	Energie-inhoud	Prijs (range)	Referentieprij
	[GJ/ton]	[€/ton]	[€/GJ]
Allesvergistingsinput	3,4	26,7	7,9
Covergistingsinput	3,4	35,9	10,7

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

9.1.1 Vergisting: biomassa voor allesvergisters

In de categorie 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. Bij de bepaling van de referentieprij wordt gebruik gemaakt van de 5-jarig gemiddelde trend van veevoerders, op basis van gegevens van het LEI. De referentieprij voor de SDE+ 2016 is bepaald op 26,7 €/ton bij een biogasproductie van 3,4 GJ/ton.

9.1.2 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 referentieprij wordt uitgegaan van € -15 per ton voor mest van het eigen bedrijf. Rekening houdend met transportkosten is de referentieprij 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.

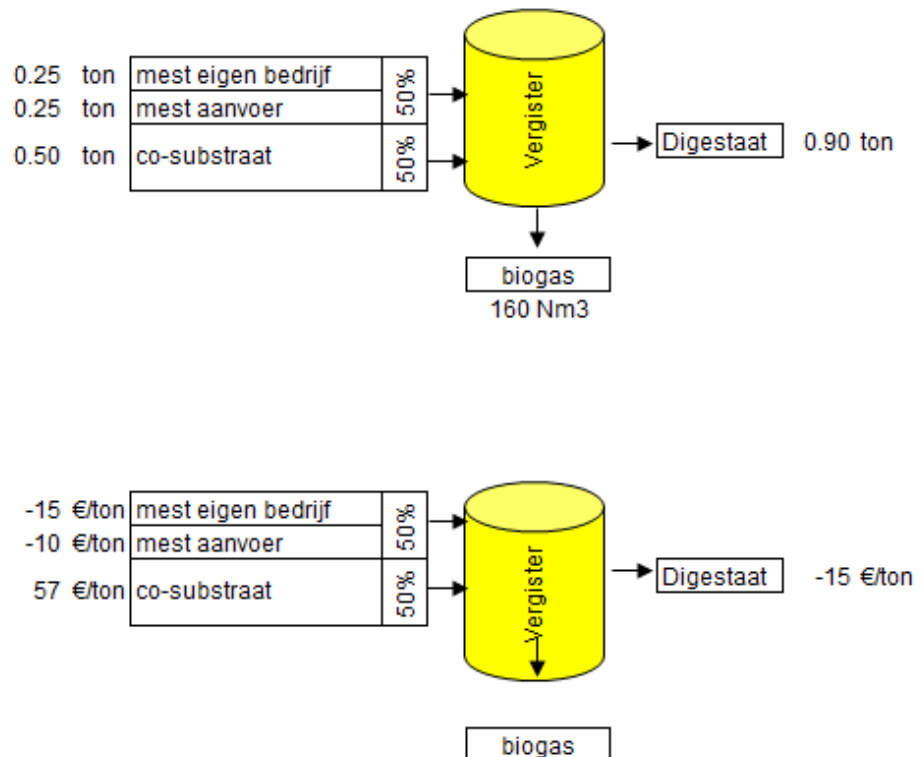
Grondstoffen voor mestcovergisting: cosubstraat

De zogeheten positieve lijst van coproducten is in 2012 uitgebreid met ruim 80 nieuwe producten die kunnen dienen als cosubstraat. 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 heeft de druk op de markt voor coproducten echter niet kunnen verlichten.

Uit de marktconsultatie van 2010 is naar voren gekomen dat, om te voorkomen dat jaarlijkse schommelingen grote invloed krijgen op de berekende basisbedragen, 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). Figuur 3 geeft een schematische weergave van de aangenomen grondstofstromen in de covergister.

Figuur 3: Stromen en kosten voor vergistingsinputs en -outputs⁸



Als referentiegasopbrengst van cosubstraat is 291 Nm³/ton aangenomen. De gemiddelde prijs voor cosubstraat (inclusief maïs) is 9,4 €/GJ of 57 €/ton bij de start van het project, met een netto energie-inhoud van 6,1 GJ/ton. De totale aangenomen grondstofkosten, bestaande uit aankoop van cosubstraat (inclusief maïs) en verwerkingskosten voor mest en digestaat, komen in de huidige mix uit op 35,9 €/ton oftewel 22 cent/Nm³ ruw biogas, gerekend met een gasopbrengst van de totale input, mest en cosubstraat van 3,4 GJ/ton (exclusief 0,5 €/ton brandstofprijsopslag). Een overzicht is weergegeven in Tabel 64.

⁸ 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 64: Prijzen van mest en cosubstraat

	Energie-inhoud	Prijs (range)	Referentieprijs
	[GJ/ton]	[€/ton]	[€/GJ]
<i>Aanvoer dierlijke mest</i>	0,63	-10 (-20 tot 0)	-16
<i>Afvoer dierlijke mest</i>	0,63	-15 (-30 tot -5)	-24
<i>Cosubstraat</i>	6,1	57,3	9,4
Covergistinginput	3,4	35,9	10,7

Nieuwe mestcovergisters zullen, zo wordt in de markt verwacht, een direct prijsopdrijvend effect hebben als zij een hogere SDE+-vergoeding zullen ontvangen dan bestaande installaties. In de spanning tussen bestaande spelers en nieuwe toetreders in de markt speelt bij de mestcovergisters een extra aspect een rol, namelijk dat veel bestaande mestcovergisters een lager financieel rendement halen dan bij de bouw van de installaties beoogd was. Financiering voor nieuwe mestcovergisters is moeilijk verkrijgbaar.

In voorgaande marktconsultatie hebben ECN en DNV GL tegenstrijdige signalen gekregen: enerzijds zijn de 5-jaars gemiddelden van biomassaprijzen gestegen maar anderzijds is het onwenselijk om nieuwe installaties een hogere SDE+-vergoeding te geven dan bestaande installaties.

9.2 Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 950 Nm³/h ofwel 590 Nm³/h hernieuwbaar gas. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot hernieuwbaar gas. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast. Deze technologie werkt bij hoge drukken om de scheiding tussen CH₄ en CO₂ te kunnen bereiken. Daarom wordt er aangenomen dat invoeding van het geproduceerde hernieuwbaar gas op het lokale net van 8 bar mogelijk is. De CO₂-stroom kan m.b.v. deze technologie verder worden gekoeld tot het bijproduct vloeibaar CO₂. Bij de berekening van het basisbedrag is echter geen rekening gehouden met de additionele investerings- en O&M-kosten van deze stap.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoffen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Zie Tabel 65 voor de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas bij allesvergisters. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 65: Technisch-economische parameters energie uit allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	950	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Interne elektriciteitsvraag (vergister)	[kWh/Nm ³ _{bruto ruw biogas}]	0,12	
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaardering)	[kWh/Nm ³ _{netto ruw biogas}]	0,35	
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	3900	€ 6 miljoen
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	2327	gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	232	€ 0,33 mln / jaar
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	122	gezamenlijk
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	25	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	

In Tabel 66 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 66: Overzicht subsidieparameters Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,060
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.3 Gecombineerde opwekking allesvergisting

Bij de vergistingsoptie van allesvergisting naar elektriciteit en warmte wordt een bestaande industriële 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 gedeels teruggeleverd aan dezelfde bestaande installatie in de vorm van warmte en kracht.

Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 3 MW_e (8,1 MW_{th_input}).

In Tabel 67 staan de technisch-economische parameters van allesvergisting voor gecombineerde opwekking (WKK).

Tabel 67: Technisch-economische parameters energie uit gecombineerde opwekking allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,1	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	3,0	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	3,888	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	994	€ 8 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	57	€ 462.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	25	

In Tabel 68 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 68: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking allesvergisting

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,087
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,029
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	0,65
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5742
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + TTF x 70% * WK) / (1 + WK)	

9.4 Warmte allesvergisting

Bij de vergistingsoptie van allesvergisting naar warmte wordt een bestaande installatie aangepast, waarbij een productie-installatie voor 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 bestaande installatie in de vorm van warmte.

In Tabel 69 staan de technisch-economische parameters van allesvergistings voor hernieuwbare warmte.

Tabel 69: Technisch-economische parameters energie uit warmte allesvergistings

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	8,1	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[%]	5	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	850	€ 5,9 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	47	€ 324.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	25	

In Tabel 70 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 70: Overzicht subsidieparameters Warmte allesvergistings

	Eenheid	Advies 2015
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,060
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

9.5 Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Voor de referentie-installatie voor de vergisting van dierlijke mest is een productiecapaciteit aangenomen van 505 Nm³/h ruw biogas (of 315 Nm³/h hernieuwbaar 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 membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast. Deze technologie werkt bij hoge drukken om de scheiding tussen CH₄ en CO₂ te kunnen bereiken. Daarom wordt er aangenomen dat invoeding van het geproduceerde hernieuwbaar gas op het lokale net van 8 bar mogelijk is. De CO₂-stroom kan m.b.v. deze technologie verder worden gekoeld tot het bijproduct vloeibaar CO₂. Bij de

berekening van het basisbedrag is echter geen rekening gehouden met de additionele investerings- en O&M-kosten van deze stap.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstopen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Zie Tabel 71 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

Tabel 71: Technisch-economische parameters energie uit mestcovergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	505	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Interne elektriciteitsvraag (vergister)	[kWh/Nm ³ _{bruto ruw biogas}]	0,12	
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaarderding)	[kWh/Nm ³ _{netto ruw biogas}]	0,35	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	4515	€ 4 miljoen
Investeringskosten (gasopwaarderding)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	2876	gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	366	€ 0,26 mln / jaar
Vaste O&M-kosten (gasopwaarderding)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	154	gezamenlijk
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	36,4	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	

In Tabel 72 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 72: Overzicht subsidieparameters mestcovergisting (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,080
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.6 Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 1,1 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 1145 €/kW_{th_input}.

Voor de SDE+-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 37%.

In Tabel 73 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor WKK.

Tabel 73: Technisch-economische parameters energie uit mestcovergisting (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,0	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,1	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,44	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1145	€ 3 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	85	€ 255.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	36,4	

In Tabel 74 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 74: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking mestcovergisting

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,121
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,029
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	0,65
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5732
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + TTF x 70% * WK) / (1 + WK)	

9.7 Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest

Bij mestcovergisting ten behoeve van duurzame warmte is uitgegaan van investeringskosten van 963 €/kW_{th_output}, 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.

In Tabel 75 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor warmte.

Tabel 75: Technisch-economische parameters energie uit mestcovergisting (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,0	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[%]	5	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	963	€ 2,5 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	74	€ 189.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	36,4	

In Tabel 76 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 76: Overzicht subsidieparameters mestcovergisting (warmte)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,083
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

9.8 Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 20,5 Nm³/h (of 11 Nm³/h hernieuwbaar 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 verstopen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Zie Tabel 77 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas.

Tabel 77: Technisch-economische parameters energie uit mestmonovergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2016
Referentiegrootte	[Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	20,5
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Interne elektriciteitsvraag (vergister)	[kWh/Nm ³ _{bruto ruw biogas}]	0,13
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaardering)	[kWh/Nm ³ _{netto ruw biogas}]	0,37
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,16
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	16900
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	19557
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	807
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	1892
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0,6
Grondstofkosten	[€/ton]	0
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,0%

In Tabel 78 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 78: Overzicht subsidieparameters Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,181
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.9 Gecombineerde opwekking 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 nagenoeg geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Hoewel een gering deel van de warmteproductie desondanks afgezet kan worden buiten de installatie zelf, is voor een representatief basisbedrag alleen gerekend met elektriciteitsproductie als basis waarover de SDE+ een vergoeding biedt.

In Tabel 79 staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor elektriciteit en warmte.

Tabel 79: Technisch-economische parameters energie uit mestmonovergisting (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	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%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	3348	€ 0,4 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	198	€ 24.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	0,63	
Grondstofkosten	[€/ton]	0	

In Tabel 80 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 80: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	>0,200
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,039
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	Nvt
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	Nvt
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,042
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + TTF x 70% * WK) / (1 + WK)	

9.10 Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is gebaseerd op mest uit eigen bedrijf. In Tabel 81 staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor warmte.

Tabel 81: Technisch-economische parameters energie uit mestmonovergisting (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,123	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[%]	5	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	5,41	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,16	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	3916	€ 0,4 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	193	€ 18.000 / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	0,63	
Grondstofkosten	[€/ton]	0	

In Tabel 82 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 82: Overzicht subsidieparameters Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,109
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

10

Bevindingen bestaande installaties

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de volgende categorieën gerelateerd aan bestaande installaties:

- Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MWe (10.1)
- Verlengde levensduur allesvergisting (WKK) (10.2)
- Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (WKK) (10.3)
- Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas en warmte) (10.4)
- Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas en warmte) (10.5).

De gehanteerde biomassaprijzen in deze categorieën zijn reeds weergegeven in paragraaf 8.1 en 9.1.

10.1 Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MWe

De categorie voor verlengde levensduur van verbrandingsinstallaties heeft betrekking op projecten die onder de huidige MEP-regeling vallen. Wanneer de MEP-regeling afloopt, kunnen deze installaties aanspraak maken op deze categorie. Deze projecten gebruiken vaak B-hout als brandstof. Biomassameestookprojecten vallen overigens niet in deze categorie.

Projecten in deze categorie zullen de komende jaren bestaan uit installaties die volledig op B-hout stoken en installaties die op schoon hout stoken. De brandstofprijs voor B-hout is verondersteld te liggen op 28 €/ton, met een bijbehorende energie-inhoud van 13 GJ/ton. De technisch-economische parameters voor de referentie-installatie op B-hout zijn vermeld in de onderstaande tabel. Deze parameters zijn gebaseerd op een referentie-installatie die in 2016 SDE+-subsidie kan aanvragen (tot maximaal 5 jaar voor beëindiging MEP).

Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 20 MW_e en 50 MW_{th}. Het aantal vollasturen voor de referentie-installatie bedraagt 8000 uur per jaar elektriciteitsafzet en 4000 uur per jaar warmteafzet. Dit is lager dan de warmteafzet bij (grote) nieuwe projecten, omdat bestaande projecten niet opnieuw kunnen kiezen voor een locatie in de nabijheid van een geschikte warmtevraag. Verder is er uitgegaan van vaste O&M-kosten van 163 €/kW_{th, input}. Deze kosten zijn geïndexeerd in verband met de driejarige periode tussen aanvraag en subsidieverstrekking. Met het oog op de aangenomen levensduur van 12 jaar hebben ECN en DNV GL in de vaste O&M-kosten rekening gehouden met grootschalig onderhoud aan de installatie, waaronder de vervanging van de turbine en aanpassingen om in de benodigde warmte-uitkoppeling te voorzien. De MEP-regeling voorziet niet in subsidiëring van warmte; daarom zijn vrijwel alle oorspronkelijke installaties uitgelegd op maximale elektriciteitsproductie en hebben deze installaties geen warmte-uitkoppeling. Verdere vaste O&M kosten bestaan uit personeelskosten, onderhoud en revisies, grondstoffen, afvalstoffen en hulpbrandstoffen (excl. hout en elektra). De variabele O&M-kosten zijn meegenomen in de generieke O&M-kostenpost.

Er is uitgegaan van een maximaal netto elektrisch rendement van 25% en een thermisch rendement van 63%. De aangenomen elektriciteitsderving bij uitkoppeling van warmte geschiedt in de verhouding voor elektriciteit:warmte van 1:4. Er wordt aangenomen dat de beschikking voor de subsidie verlengde levensduur tijdig bekend is, zodat de bestaande brandstofcontractportfolio voortgezet kan worden. Voor biomassacategorieën wordt uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar.

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 vervolgens de SDE+-subsidie start, dan zal de subsidieverkrijger in totaal minder subsidie ontvangen. Dit komt doordat het MEP-subsidiebedrag hoger ligt dan het SDE+-subsidiebedrag. Om deze tekortkoming te voorkomen wordt er een staffel voorgesteld. Deze staffel compenseert een deel van de subsidie die de ontvanger in het MEP-systeem 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.

De staffel voor de overlap met de MEP-subsidie is voor 3 tot en met 5 jaar marginaal naar boven bijgesteld, omdat in deze categorie moderne installaties met een hoger elektrisch rendement vallen. Deze installaties kennen daarom een hoger MEP-tekort in vergelijking met eerder gerealiseerde BEC-installaties. Een compensatie hiervoor is verwerkt voor deze jaren.

In Tabel 83 is het basisbedrag weergegeven. In geval de MEP-inkomsten voortijdig wegvallen, is dat verrekend in de staffel in deze tabel waarin tevens enkele andere subsidieparameters vermeld staan.

Tabel 83: Overzicht subsidieparameters Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MW_e

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,063
Basisbedrag met 1 jaar MEP-compensatie	[€/kWh]	0,066
Basisbedrag met 2 jaar MEP-compensatie	[€/kWh]	0,068
Basisbedrag met 3 jaar MEP-compensatie	[€/kWh]	0,073
Basisbedrag met 4 jaar MEP-compensatie	[€/kWh]	0,077
Basisbedrag met 5 jaar MEP-compensatie	[€/kWh]	0,080
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,023
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	1,82
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	4429
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + TTF \times 70\% * WK) / (1 + WK)$	

10.2 Verlengde levensduur allesvergisting (WKK)

De categorie van verlengde levensduur van allesvergisting 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 84 toont de technisch-economische parameters van verlengde levensduur allesvergistig (WKK).

Tabel 84: Technisch-economische parameters energie uit verlengde levensduur allesvergistig (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,2	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,8	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,925	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	0	€ 0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	158	€ 0,3 mln / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	3,4	
Grondstofprijs	[€/ton]	25	

In Tabel 85 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 85: Overzicht subsidieparameters Verlengde levensduur allesvergistig (WKK)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,086
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,030
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	0,58
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5855
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,033
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + TTF \times 70\% * WK) / (1 + WK)$	

10.3 Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (WKK)

De categorie van verlengde levensduur van vergisting en covergisting van dierlijke mest 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 86 toont de technisch-economische parameters verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest.

Tabel 86: Technisch-economische parameters energie uit verlengde levensduur mestcovergisting (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,2	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,8	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,925	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	4000	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Electriciteitsderving bij warmteafzet		-	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	0	€ 0 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	158	€ 0,3 mln / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	3,4	
Grondstofprijs	[€/ton]	36,4	

In Tabel 87 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 87: Overzicht subsidieparameters Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (WKK)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,108
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,030
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	0,58
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5855
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,033
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + TTF \times 70\% * WK) / (1 + WK)$	

10.4 Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas en warmte)

Installaties voor allesvergisting kunnen er ook voor kiezen om niet de gasmotor te vervangen, maar om de installatie aan te sluiten op een groengas- of warmtehub, zodat niet langer elektriciteit maar hernieuwbaar gas geproduceerd wordt of warmte geleverd wordt.

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, wel de kosten voor beperkte gasreiniging voor verwijdering van zwavelwaterstof of ammoniak. Daarnaast is aangenomen dat in een ketel een deel van het ruwe biogas wordt verbrand om warmte voor de vergister te leveren. 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.

In Tabel 88 staan de technisch-economische parameters van productie ten behoeve van een groengas- of warmtehub gebaseerd op bestaande allesvergisters. In geval van levering aan de warmtehub (zie bijlage A), is het aantal vollasturen begrensd door de vollasturen van de warmtelevering door de hub à 7000 uur/jaar.

Tabel 88: Technisch-economische parameters energie uit verlengde levensduur allesvergisting (ruw biogas)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ bruto ruw biogas/h]	370	
Vollasturen	[h/a]	8000*	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Interne elektriciteitsvraag (vergister)	[kWh/Nm ³ bruto ruw biogas]	0,12	
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaardering)	[kWh/Nm ³ netto ruw biogas]	0,13	
Elektriciteitstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ bruto ruw biogas/h]	0	€ 0 miljoen
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ netto ruw biogas/h]	385	gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ bruto ruw biogas/h]	480	€ 0,19 mln / jaar
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ netto ruw biogas/h]	38	gezamenlijk
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	25	

* 7000 vollasturen bij levering aan een warmtehub.

In Tabel 89 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Hierin zijn de kosten van de ruwbiogasproductie en de kosten van de leveringshub (zie bijlage A) meegenomen.

Tabel 89: Overzicht subsidieparameters Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas en warmte)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016 hernieuwbaar gas	Advies SDE+ 2016 warmte
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,059	0,056
Basisprijs SDE+2016	[€/kWh]	0,020	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag		TTF	TTF x 70%

10.5 Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas en warmte)

Installaties voor vergisting en covergisting van mest kunnen er ook voor kiezen om niet de gasmotor te vervangen, maar om de installatie aan te sluiten op een hub, zodat niet langer elektriciteit maar hernieuwbaar gas geproduceerd wordt of warmte geleverd wordt.

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, wel de kosten voor beperkte gasreiniging voor verwijdering van zwavelwaterstof of ammoniak. Daarnaast is aangenomen dat in een ketel een deel van het ruwe biogas wordt verbrand om warmte voor de vergister te leveren. 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.

In Tabel 90 staan de technisch-economische parameters van productie ten behoeve van een groengas- of warmtehub gebaseerd op bestaande mestcovergisters. In geval van levering aan de warmtehub, is het aantal vollasturen begrensd door de vollasturen van de warmtelevering door de hub à 7000 uur/jaar.

Tabel 90: Technisch-economische parameters energie uit verlengde levensduur vergisting en covergisting van mest (ruw biogas)

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentiegrootte	[Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	370	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Interne elektriciteitsvraag (vergister)	[kWh/Nm ³ _{bruto ruw biogas}]	0,12	
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaardering)	[kWh/Nm ³ _{netto ruw biogas}]	0,13	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	0	€ 0 miljoen gezamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	385	
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ _{bruto ruw biogas} /h]	480	€ 0,19 mln / jaar gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ _{netto ruw biogas} /h]	38	
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	36,4	

In Tabel 91 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Hierin zijn de kosten van de ruwbiogasproductie en de kosten van de leveringshub (zie bijlage A) meegenomen.

Tabel 91: Overzicht subsidieparameters Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas en warmte)

	Eenheid	Advies SDE+ 2016 hernieuwbaar gas	Advies SDE+ 2016 warmte
Basisbedrag SDE+ 2016	[€/kWh]	0,071	0,071
Basisprijs SDE+ 2016	[€/kWh]	0,020	0,014
Voorlopig correctiebedrag 2016	[€/kWh]	0,022	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag		TTF	TTF x 70%

11

Overzicht basisbedragen

De technisch-economische parameters uit de voorgaande hoofdstukken 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/nl/projecten/sde/sde-2016>.

De resulterende concept basisbedragen SDE+ 2016 staan in Tabel 92 tot en met Tabel 97. Zoals in hoofdstuk 2 gemeld zijn voor de SDE+ 2016 alle basisbedragen weergegeven in euro per kWh. Met de aanduidingen E, G, W en WKK wordt aangegeven of de categorie respectievelijk hernieuwbare elektriciteit, gas, warmte of gecombineerde opwekking betreft. In de tabel zijn ter vergelijking ook de basisbedragen uit het Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015⁹ opgenomen. Basisbedragen hoger dan 0,200 €/kWh zijn indicatief berekend en aangeduid met de notering > 0,200 €/kWh.

⁹ <https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-E--14-035>.

Tabel 92: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: waterkracht, wind- en zonne-energie (bedragen in €/kWh)¹⁰

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	E	0,173	5700	0,175
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	E	0,108	2600	0,067
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	>0,200	3700	0,275
Osmose	E	>0,200	8000	0,585
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kW _p en aansluiting >3*80A	E	0,128	950	0,141
Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	W	0,103	700	0,137
Wind op land, ≥ 8 m/s	E	0,070	n.v.t.	0,074
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	E	0,076	n.v.t.	0,081
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,082	n.v.t.	0,086
Wind op land, < 7,0 m/s	E	0,093	n.v.t.	0,098
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 8 m/s	E	0,075	n.v.t.	0,081
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	E	0,082	n.v.t.	0,088
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,087	n.v.t.	0,094
Wind op verbindende waterkeringen, < 7,0 m/s	E	0,099	n.v.t.	0,107
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	E	0,114	n.v.t.	0,114

Tabel 93: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: geothermie (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/warmte)	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 meter	W	0,056	5500	-	-	0,052
Geothermische warmte, diepte ≥ 3500 meter	W	0,062	7000	-	-	0,055
Geothermie gecombineerde opwekking, diepte ≥ 500 meter	WKK	0,112	5000/4000	4091	8,00	0,098

¹⁰ Voor de categorieën m.b.t. windenergie zijn er geen vollasturen opgenomen, aangezien sinds de SDE+ 2015 de generiek vollasturencap afgeschaft is.

Tabel 94: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: waterzuiveringsinstallaties
(bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basis- bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
RWZI - Thermofiele gisting van secundair slib	WKK	0,060	8000/4000	5729	0,66	0,061
AWZI/RWZI - thermische drukhydrolyse	E	0,093	8000	-	-	0,095
AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	G	0,032	8000	-	-	0,034

Tabel 95: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: verbranding en vergassing van biomassa
(bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basis- bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2015
Biomassa- vergassing (≥ 95% biogeen)	G	0,151	7500	-	-	0,139
Bestaande capaciteit voor bij- en meestook	E	0,107	5000/6000*	5839	-	0,108
Nieuwe capaciteit voor meestook	E	0,114	7000	-	-	0,115
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MW _{th}	W	0,052	4000	-	-	0,051
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MW _{th}	W	0,043	7000	-	-	0,043
Ketel op vloeibare biomassa	W	0,071	7000	-	-	0,072
Warmte, houtpellets	W	0,057	7000	-	-	0,054
Thermische conversie van biomassa, > 50 MW _{th}	WKK	0,077	7500/7500	7500	2,99	0,084 ¹¹
Thermische conversie van biomassa, ≤ 50 MW _{th}	WKK	0,143	8000/4000	4241	2,44	0,144 ¹¹

* Bij bestaande capaciteit voor bij- en meestook staat 5000/6000 voor 5000 vollasturen bijstook en 6000 vollasturen meestook.

¹¹ In de SDE+2015 lag de categoriegrens op 10 MW_e.

Tabel 96: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: vergisting van biomassa (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basisbedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basis- bedrag SDE+ 2015
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,060	8000	-	-	0,063
Gecombineerde opwekking allesvergisting	WKK	0,087	8000/4000	5742	0,65	0,095
Warmte allesvergisting	W	0,060	7000	-	-	0,053
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,080	8000	-	-	0,083
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,121	8000/4000	5732	0,65	0,121
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	W	0,083	7000	-	-	0,080
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,181	8000	-	-	0,136
Gecombineerde opwekking vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	WKK	>0,200	8000	-	-	0,305
Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	W	0,109	7000	-	-	0,106

Tabel 97: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2016: bestaande installaties (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie- drager	Advies basis- bedrag SDE+ 2016	Vollasturen (kracht/ warmte)	Vollasturen samen- gesteld	Warmte- kracht- verhouding	Advies basis- bedrag SDE+ 2015
Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MW _e	WKK	0,063	8000/4000	4429	1,82	0,064
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,086	8000/4000	5855	0,58	0,087
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	WKK	0,108	8000/4000	5855	0,58	0,108
Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,059	8000	-	-	0,064
Verlengde levensduur allesvergisting (warmte)	W	0,056	7000	-	-	0,058
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,071	8000	-	-	0,076
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)	W	0,071	7000	-	-	0,072

Afkortingen

APX	<i>Amsterdam Power eXchange</i> , marktindex voor elektriciteit (day ahead)
AWZI	Afvalwaterzuiveringsinstallatie
BEC	BioEnergieCentrale
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> , investeringskosten
CAR	<i>Construction all risk</i> , bouwverzekering
EZ	ministerie van Economische Zaken
LEI	Landbouw Economische Instituut
MEP	Milieukwaliteit elektriciteitsproductie
O&M	<i>Operation&Maintenance</i> , onderhoud en beheer
OPEX	<i>Operating Expenditures</i> , onderhoudskosten
ORC	Organische Rankine cyclus
RED	<i>Reversed Electrodialysis</i> , omgekeerde elektrolyse
ROI	Rookgasontzwavelingsinstallatie
RVB	Rijksvastgoedbedrijf
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SDE	Stimuleringsregeling duurzame energieproductie
SNCR	Selectieve non-katalytische reductie-installatie
SNG	<i>Substitute Natural Gas of Synthetic Natural Gas</i>
TTF	<i>Title Transfer Facility</i> , marktindex voor gas (termijnmarkt)
WACC	Weighted Average Costs of Capital, ofwel 'Kapitaalskosten'
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Referenties

- CBS (2013): *Hernieuwbare energie in Nederland 2013*. CBS, 2013. ISBN: 978-90-357-1857-9.
- Daniilidis, A., et al. (2014): *Upscale potential and financial feasibility of a reverse electro dialysis power plant*. <http://www.sciencedirect.com/science/journal/03062619>. Volume 119, Pages 257–265. 15 April 2014.
- Geertsema, G.T., H.W. van den Brink (2014): *Windkaart van Nederland op 100 meter hoogte*. TR-351, De Bilt, december 2014.
- KNMI, CBS, RVO.NL. (2014). *Windsnelheid per gemeente in Nederland*. 27 oktober 2014. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/brochures/2014/10/27/windsnelheid-per-gemeente-in-nederland.html>.
- Kraan, C., Lensink, S.M. (2015): *Basisprijzen SDE+ 2016*. ECN, Petten, ECN-N--15-023, 2015.
- Lensink, S.M., van Zuijlen, C.L. (2015): *Correctiebedragen t.b.v. bevoorschotting 2016 (SDE+)*. ECN, Petten, ECN-N--15-024, 2015.
- Lensink, S.M., van Zuijlen, C.L. (2014): *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2015*. ECN, Petten, ECN-E--14-035, 2014.
- Lensink, S.M., van Zuijlen, C.L. (2015): *Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2016*. ECN, Petten, ECN-E--15-035, 2015.
- Molenbroek, E.C. (2007): *Energie uit zout en zoet water met osmose. Een visualisatie bij de Afsluitdijk*. Ecofys Netherlands B.V., 17 oktober 2007.
- Rijksoverheid (2010): *Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen. Richtlijn 2009/28/EG*. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2010/06/23/rapport-nationaal-actieplan-voor-energie-uit-hernieuwbare-bronnen.html>

- RVO.nl (2015): SDE+ 2015. *Zo vraagt u subsidie aan voor de productie van duurzame energie.*
<http://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/02/Digitale%20Brochure%20SDE%2B%202015%20kleur.pdf>
- RVO.nl, CBS (2015): *Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie, Herziening 2015.*
<http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/duurzame-energie/monitoring>.
- SenterNovem (2006): *Dutch Renewable Energy Monitoring Protocol, Update 2006/Factsheets.*
- Sikkema, F., J. Smeets (2013). *Economic analysis of the REAPower system.* 2013.
- Stichting Monitoring Zonnestroom (2014): *Inventarisatie PV markt Nederland. Status april 2014.* Rapportnummer SMZ-2014 -2. 30 juni 2014.
- STOWA (2011): *Optimalisatie WKK en biogasbenutting.* STOWA 2011-33, ISBN 978.90.5773.549.3. Rapport opgesteld door Grontmij.
- Turek, M., et al. (2007): *Renewable energy by reverse electrodialysis.* Desalination 2007. 205: 67–74.
- Verslagen ECN Consultatieronde SDE+ 2016 (2015).* Vertrouwelijk.
- ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) (2014): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie.* 2014.

Bijlage A. Hubs en productie van ruw biogas

A.1. Inleiding

Ruw biogas voldoet, anders dan hernieuwbaar gas, niet aan de specificaties om in het aardgasnet te mogen worden ingevoerd. Hoofdzakelijk bestaand uit methaan en kooldioxide, dat geproduceerd is bij verschillende vergistingsinstallaties, kan ruw biogas via een lagedrukleiding naar een centraal punt worden getransporteerd. In deze zogeheten hubs wordt het biogas ingezet voor de productie van elektriciteit en/of warmte. Het kan ook gezuiverd worden tot hernieuwbaar gas. Voor de meeste categorieën wordt gerekend met de kosten van verwerking van ruw biogas tot elektriciteit en/of warmte of hernieuwbaar gas op de locatie zelf. Voor enkele categorieën ligt verwerking via een hub meer in de rede (zoals bij 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 het hoofdstuk over vergisting de technisch-economische parameters van hubs.

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

A.2. Beschrijving referentie-warmtehub

De technisch-economische parameters voor de referentie-warmtehub inclusief biogasleiding zijn weergegeven in Tabel 98. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een warmtehub van 0,003 €/kWh.

Tabel 98: Technisch-economische parameters warmtehub

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	12,7	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[%]	0	
Interne elektriciteitsvraag	[kWh/GJ _{output}]	0,8	
Elektriciteitsstarief	[€/kWh]	0,10	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	60	€ 0,7 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	1,3	€ 15.000 / jaar

A.3. Beschrijving referentie-groengashub

Het referentiesysteem voor een groengashub heeft een ruwbiogasininput van 2200 Nm³/h (of 1440 Nm³/h aan hernieuwbaar gas). Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar gas projecten is toegepast. Deze technologie werkt bij hoge drukken om de scheiding tussen CH₄ en CO₂ te kunnen bereiken. De CO₂-stroom kan m.b.v. deze technologie verder worden gekoeld tot het bijproduct vloeibaar CO₂. Bij de berekening van het basisbedrag is echter geen rekening gehouden met de additionele investerings- en O&M-kosten van deze stap. De vereiste elektriciteit wordt ingekocht.

De technisch-economische parameters voor de referentie-groengashub, inclusief biogasleiding en groengascompressie tot 40 bar, zijn weergegeven in Tabel 99. Deze parameters leiden tot een kostprijs van een groengashub van 0,017 €/kWh.

Tabel 99: Technisch-economische parameters groengashub

Parameter	Eenheid	Advies 2016	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[Nm ³ bruto ruw biogas/h]	2200	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne elektriciteitsvraag (gasopwaardering)	[kWh/Nm ³ netto ruw biogas]	0,45	
Elektriciteitstarief	[€/kWh ₁]	0,10	
Investeringskosten (vergister)	[€ per Nm ³ bruto ruw biogas/h]	0	€ 4 miljoen
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ netto ruw biogas/h]	1750	gezaamenlijk
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ per Nm ³ bruto ruw biogas/h]	0	€ 0,187 mln / jaar gezaamenlijk
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€ per Nm ³ netto ruw biogas/h]	85	
Rendement gaszuivering	[% methaan]	99,9%	

Bijlage B. Overzicht van basisprijzen en correctiebedragen

De basisprijzen en voorlopige correctiebedragen 2016 staan in de onderstaande tabellen. De berekeningswijzen van deze basisbedragen staan in (Kraan en Lensink, 2015) en van de correctiebedragen in (Lensink en Van Zuijlen, 2015).

Tabel 102: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: waterkracht, wind- en zonne-energie.

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	0,039	0,042
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	0,039	0,042
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	0,039	0,042
Osmose	0,039	0,042
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en aansluiting $>3 \times 80A$	0,035	0,044
Zonthermie, apertuuroppervlakte ≥ 100 m ²	0,025	0,031
Wind op land, ≥ 8 m/s	0,030	0,038
Wind op land, $\geq 7,5$ en < 8 m/s	0,030	0,038
Wind op land, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,030	0,038
Wind op land, $< 7,0$ m/s	0,030	0,038
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 8 m/s	0,030	0,038
Wind op verbindende waterkeringen, $\geq 7,5$ en < 8 m/s	0,030	0,038
Wind op verbindende waterkeringen, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	0,030	0,038
Wind op verbindende waterkeringen, $< 7,0$ m/s	0,030	0,038
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	0,030	0,038

Tabel 103: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: geothermie

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 m	0,014	0,017
Geothermische warmte, diepte ≥ 3500 m	0,014	0,017
Geothermie gecombineerde opwekking, diepte ≥ 500 meter	0,017	0,020

Tabel 104: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: waterzuiveringsinstallaties

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
RWZI - Thermofiele gisting van secundair slib	0,029	0,032
AWZI/RWZI - thermische drukhydrolyse	0,039	0,042
AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022

Tabel 105: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	0,020	0,022
Bestaande capaciteit voor bij- en meestook	0,039	0,042
Nieuwe capaciteit voor meestook	0,039	0,042
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth	0,025	0,031
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	0,014	0,017
Ketel op vloeibare biomassa	0,025	0,031
Warmte, houtpellets	0,014	0,017
Thermische conversie van biomassa, > 50 MWth	0,020	0,023
Thermische conversie van biomassa, ≤ 50 MWth	0,021	0,024

Tabel 106: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: vergisting van biomassa

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022
Gecombineerde opwekking allesvergisting	0,029	0,032
Warmte allesvergisting	0,025	0,031
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	0,029	0,032
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	0,025	0,031
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022
Gecombineerde opwekking vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	0,039	0,042
Warmte vergisting van meer dan 95% dierlijke mest	0,025	0,031

Tabel 107: Basisprijs en voorlopig correctiebedrag SDE+ 2016: bestaande installaties

Categorie	Basisprijs [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]
Verlengde levensduur thermische conversie ≤ 50 MWe	0,023	0,026
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	0,030	0,033
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	0,030	0,033
Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022
Verlengde levensduur allesvergisting (warmte)	0,014	0,017
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	0,020	0,022
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)	0,014	0,017

Bijlage C. Basisinformatie SDE+

Onderstaande tekst is nagenoeg letterlijk overgenomen van de website van RVO.nl (2015) en het document Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen NREAP (Rijksoverheid, 2010).

Box 1: Basisinformatie SDE+

Algemeen

De SDE+ stimuleert de productie van duurzame energie. Duurzame energie wordt opgewekt uit schone, onuitputtelijke bronnen en heet daarom ook wel 'hernieuwbare energie'.

Wat is de SDE+?

De SDE+ is een exploitatiesubsidie. Dat wil zeggen: producenten ontvangen subsidie voor de opgewekte duurzame energie en niet voor aanschaf van de productie-installatie, zoals bij een investeringssubsidie. De SDE+ richt zich op bedrijven en instellingen die duurzame energie willen produceren. De Rijksoverheid is uitgesloten van deelname aan de SDE+. De kostprijs van duurzame energie is hoger dan die van grijze energie. De productie van duurzame energie is dan ook niet altijd rendabel.

De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van grijze energie en die van duurzame energie over een periode van 5, 8, 12 of 15 jaar, afhankelijk van de technologie. Hoeveel subsidie u kunt krijgen is afhankelijk van de technologie en de hoeveelheid duurzame energie die u produceert. De SDE+ heeft één budget voor alle categorieën en wordt gefaseerd opengesteld. In de eerste fase kunnen de 'goedkopere' technieken subsidie aanvragen. De subsidie loopt per fase op. Daarnaast is het in bepaalde gevallen mogelijk in een zogenoemde vrije categorie aan te vragen.

Waarvoor geldt de SDE+?

In 2015 is de SDE+ opengesteld voor de productie van:

- Hernieuwbare elektriciteit;
- Hernieuwbaar gas;
- Hernieuwbare warmte of een combinatie van hernieuwbare warmte én elektriciteit (WKK).

Voor energie uit:

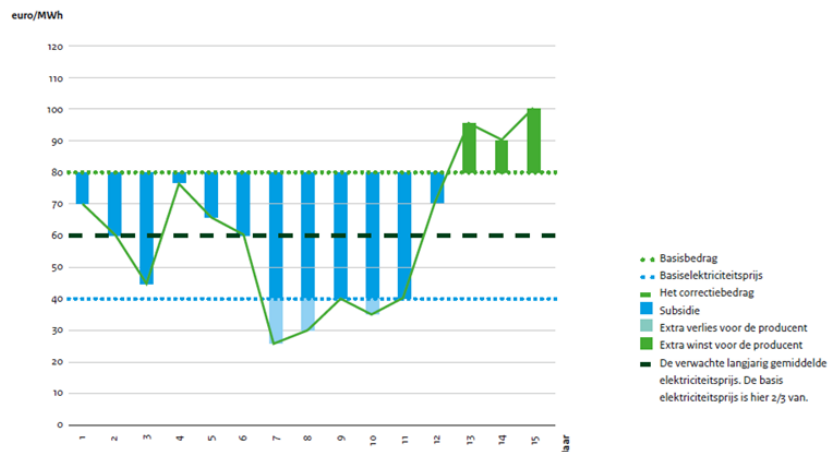
- Biomassa
- Geothermie
- Water
- Wind
- Zon

De SDE+-bijdrage

De kostprijs voor de productie van groene energie is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. De opbrengst van de (grijze) energie is vastgelegd in het correctiebedrag. De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van groene energie en de opbrengst van de (grijze) energie: $SDE+ \text{-bijdrage} = \text{basisbedrag} - \text{correctiebedrag}$. De hoogte van de SDE+-bijdrage is daarmee afhankelijk van de ontwikkeling van de energieprijzen. Bij een hogere energieprijs krijgt u minder SDE+, maar ontvangt u meer van uw energie-afnemer. Bij een lagere energieprijs krijgt u meer SDE+ en minder van uw energieafnemer. De subsidie die Rijksdienst voor Ondernemend Nederland u toewijst in de beschikking, is een maximumbedrag over de gehele looptijd van de subsidie (5, 8, 12 of 15 jaar). Dit maximum wordt bepaald aan de hand van het opgegeven vermogen en het maximale aantal vollasturen voor de technologie. Voor het bepalen van het beschikkingsbedrag wordt uitgegaan van de basisenergieprijs. De basisenergieprijs is de ondergrens voor het correctiebedrag. Het correctiebedrag kan hier niet onder komen. Als het correctiebedrag gelijk is aan de basisenergieprijs is de maximale subsidie bereikt. De uiteindelijke hoogte wordt per jaar berekend op basis van de hoeveelheid energie die u produceert en de hoogte van de energie-prijs. De subsidie geldt tot een maximum aantal vollasturen en heeft een maximale looptijd, afhankelijk van de technologie.

Bron: RVO, 2015.

Figuur 4: SDE+-bijdrage = basisbedrag – correctiebedrag



Bron: Rijksoverheid, 2010.

Pijlers van de SDE+

1 Eén integraal budgetplafond

Er is één subsidieplafond vastgesteld voor alle categorieën samen. In 2015 is 3,5 miljard euro beschikbaar om projecten te ondersteunen. Als op een dag meer aanvragen binnenkomen dan er nog budget beschikbaar is, worden de aanvragen gerangschikt op volgorde van basisbedrag. De aanvraag met het laagste basisbedrag is als eerste in de rangschikking. Als de budgetgrens valt tussen aanvragen met een gelijk basisbedrag, wordt onder deze aanvragen geloot.

2 Een gefaseerde openstelling

De SDE+ gaat gefaseerd open. In 2015 worden negen fases opengesteld in de periode 31 maart, 9:00 uur tot 17 december 2015, 17:00 uur. Iedere fase heeft een maximum basisbedrag dat oploopt van 0,070 €/kWh (0,055 €/kWh voor hernieuwbaar gas) in fase 1 tot 0,150 €/kWh (0,118 €/kWh voor hernieuwbaar gas) in fase 9. Voor iedere technologie geldt een maximum basisbedrag waarboven geen subsidie wordt uitgekeerd. In fase 1 kunnen kosteneffectieve technologieën met een basisbedrag lager of gelijk aan 0,070 €/kWh een aanvraag indienen. Ten opzichte van technologieën met een hoger maximum basisbedrag hebben aanvragers in fase 1 een grotere kans dat er voldoende budget beschikbaar is.

3 Een maximum basisbedrag

De SDE+ 2015 gaat uit van een maximum basisbedrag van 0,150 €/kWh (0,118 €/kWh voor hernieuwbaar gas). Technologieën die duurzame energie kunnen produceren voor dit bedrag of voor minder kunnen in aanmerking komen voor subsidie.

4 Een vrije categorie

In iedere fase is een vrije categorie. Zo kunnen innovatieve ondernemers, die goedkoper kunnen produceren dan het berekende basisbedrag voor de betreffende technologie, toegang krijgen tot de SDE+. Voor projecten in de vrije categorie geldt een basisbedrag dat gelijk is aan de bovengrens van de betreffende fase waarin men subsidie heeft aangevraagd. Voorwaarde is dat dit bedrag lager is dan het basisbedrag van de betreffende technologie. De vrije categorie biedt op deze manier ook ruimte voor een aantal technologieën waarvan de kosten gemiddeld hoger zijn dan 0,150 €/kWh (omgerekend 0,118 €/kWh voor hernieuwbaar gas).

Bron: RVO, 2015.

Bijlage D. Externe review



Review of the SDE+ 2016 Cost Assessment: Final Statement

prepared for MINEZ

prepared by

Uwe R. Fritsche

Scientific Director, IINAS

Hans-Werner Gress, Leire Iriarte

Research Fellows, IINAS

Darmstadt, Madrid, September 2015

Scientific Director:

Uwe R. Fritsche uf@iinas.org

Administrative Director:

Thomas Stetz ts@iinas.org

Offices:

Heidelberger Str. 129 ½
D-64285 Darmstadt, Germany
ph +49 (6151) 850-6077
fax +49 (6151) 850-6080

Marienstraße 19-20
D-10117 Berlin, Germany
ph +49 (30) 28482-190
info@iinas.org

Scientific Advisory Board

Joseph Alcamo, CESR (DE)
Suani Coelho, CENBIO (BR)
Teresa Pinto Correia, ICAAM (PT)
Maria Curt, UPM (ES)
Marina Fischer-Kowalski, IFF (AT)
Bundit Fungtammasan, JGSEE-CEE, KMUTT (TH)
Alan Hecht, EPA (US)
Eva Heiskanen, NCRC (FI)
Alois HeilBenhuber, TU Munich (DE)
Edgar Hertwich, NTNU (NO)
Jorge Hilbert, INTA (AR)
Tetsunari Iida, ISEP (JP)
Thomas B. Johansson, Lund University (SE)
Lev Nedorezov, INENKO RAS (RU)
Martina Schäfer, ZTG TU Berlin (DE)
Udo Simonis, WZB (DE)
Ralph E. Sims, Massey University (NZ)
Leena Srivastara, TERI (IN)
Helen Watson, KwaZulu-Natal University (ZA)
Sir Robert Watson, Tyndall Centre (UK)

Bank Account

Volksbank eG Darmstadt
IBAN DE5450890000055548609
BIC GENODEF1VBD

Company Registry

HRB 90827 District Court DA

VAT ID

DE 282876833

www.iinas.org

1 Background

The Ministerie van Economische Zaken (MINEZ) asked IINAS to review the SDE+ Cost Assessment prepared by ECN and DNV¹.

IINAS prepared a **draft** of respective findings, provided additional material to substantiate issues raised (articles and studies), and discussed those with ECN who prepared a brief written response to the draft.

This response was discussed further bilaterally based on which this final review statement was prepared.

2 Results of the Review

The analysis of the core parameters of the SDE+ Cost Assessment showed that nearly all data chosen by ECN are within reasonable range of respective data from other sources (ongoing EU projects; IEA and IRENA; Austrian, German and Swiss data). IINAS made specific comments on fuel prices (biomass feedstock cost), investment and fixed cost data (geothermal, solar, wind), as well as efficiencies of biomass systems. All issues raised were discussed with ECN which led to some adjustments of the previous data (e.g. for small-scale biomass cogeneration).

The only two issues remaining unresolved are the efficiency reduction of both existing and new coal powerplants due to biomass co-firing, and the additional investment cost of co-firing for new coal powerplants. The efficiency reduction rate of 0.2 % per 10% co-firing (i.e. 0.4% for the assumed co-firing rate of 20%) **seems excessive**, as experiences in Denmark, Germany and the UK with large-scale co-firing of pellets indicate **no relevant efficiency** loss. For indirect co-firing, the lower heating value of SNG may result in a small change of flame temperature and respective drop of efficiency, but this – again for low co-firing ratios – seems **also negligible**.

Furthermore, the investment for solid biomass co-firing of 450 €/kW_{el} seems too high for new coal plants, as other studies assume costs of 300 €/kW_{el} or less.

As ECN indicated that its data are based on (unpublished) Dutch data, we recommend to analyze these two issues in more detail in future work for SDE+.

¹ "Pre-final advice base rates SDE+ 2016", ECN-E--15-029 by C.L. van Zuijlen & S.M. Lensink (ECN), dated July 16, 2015

Bijlage E. Nawoord

In dit nawoord geven ECN en DNV GL reactie op het commentaar van de reviewer. Allereerst danken de betrokken onderzoekers van ECN en DNV GL dhr. U.R. Fritsche en zijn collega's voor de constructieve gesprekken en het bijbehorende schriftelijk commentaar. Na de uitwisseling van informatie hebben ECN en DNV GL nog enkele aanpassingen en verduidelijkingen doorgevoerd. Op een tweetal punten heeft de reviewer besloten een opmerking te plaatsen bij het advies van ECN en DNV GL, te weten de effecten van het meestoken van biomassa op het energetisch rendement van een kolencentrale en de specifieke investeringskosten voor de biomassa-installatie die nodig is om de kolencentrale deels met biomassa te kunnen voeden. Deze twee opmerkingen hebben bij ECN en DNV GL niet geleid tot een aanpassing in het advies. Hieronder wordt een toelichting gegeven.

Effecten op energetisch rendement

De mogelijke invloed van een andere brandstof op het netto rendement van de kolencentrale is evident, de vraag is vooral hoe groot dat effect is. Openbare literatuur, inclusief de literatuur die de reviewer aandraagt, geeft een redelijk eenduidig beeld van lichte rendementsdalingen bij meestookinstallaties, ofschoon er ook bronnen zijn die in algemene zin claimen dat het effect verwaarloosbaar is. Uit praktijkervaringen in Nederland kan aangetoond worden dat het effect in bestaande kolencentrale reëel is. Voor nieuwe kolencentrales is het ongewisser, waarbij het superkritische hoogrendementsontwerp een extra onzekere factor vormt. In de beleving van ECN en DNV GL is de huidige aanname goed verdedigbaar en reflecteert de stelling van de reviewer (dat er geen noemenswaardige daling plaatsvindt van het netto rendement van een kolencentrale) de minder waarschijnlijke onderkant van de onzekerheidsmarge.

Specifieke investeringskosten biomassa-installatie

Voor de investeringskosten van de biomassa-installatie stelt de reviewer voor de parameterwaarde te verlagen van 450 €/kW_e naar 300 €/kW_e. Op basis van uit de markt verkregen informatie (inclusief gedetailleerde specificaties) verwachten ECN en DNV GL dat bij de Nederlandse kolencentrales er enige spreiding zal zijn in de additionele kosten die gemaakt moeten worden ten behoeve van meestook. Deze spreiding ontstaat door bedrijfs- en locatiespecifieke omstandigheden waardoor deze kosten hoger dan wel lager kunnen uitvallen. De door de reviewer genoemde waarde bevindt zich binnen de range die ECN en DNV GL aannemelijk achten, zij het dat de voorgestelde waarde wel aan de onderkant van deze range zit.

Uitgangspunt SDE

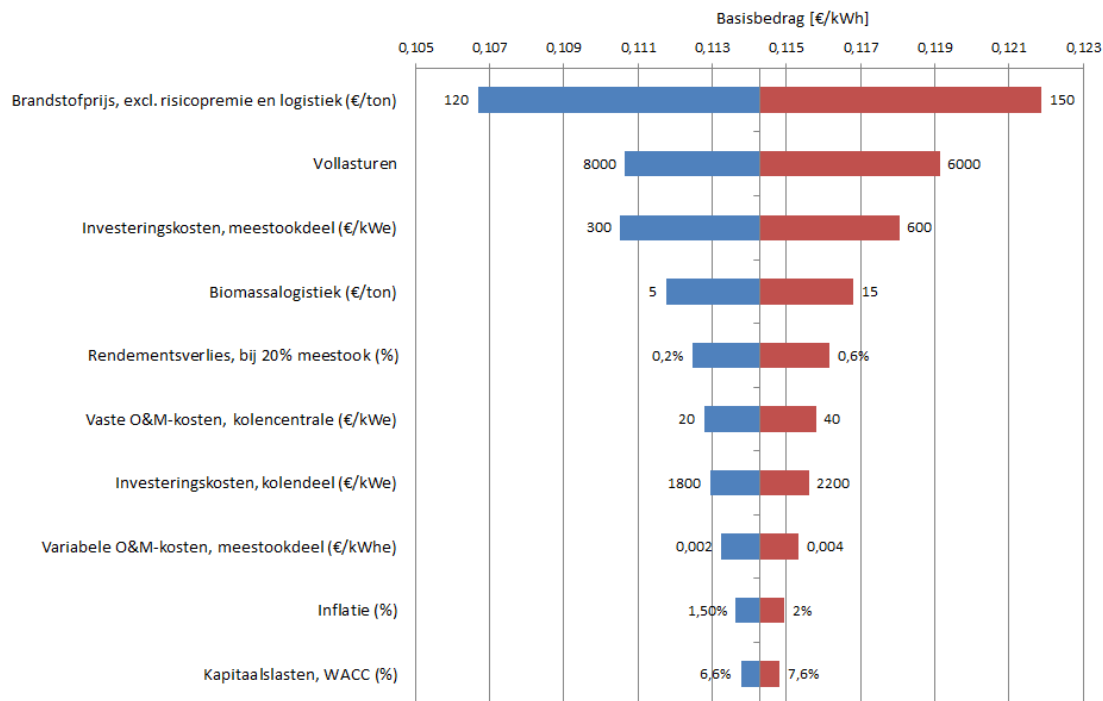
Voor beide opmerkingen van de reviewer geldt dat de voorgestelde waarden in de optiek van ECN en DNV GL aan de onderkant van de range zitten. Het uitgangspunt van de SDE is dat het merendeel van de projecten uit moet kunnen met het basisbedrag. ECN en DNV GL achten het daarom niet in lijn met dit uitgangspunt om de berekening aan te passen en uit te gaan van een *best case* met betrekking tot conversierendement en investeringskosten. De gekozen aannames voor het rendementsverlies en de investeringskosten voor de biomassa-installatie zijn in lijn met dit uitgangspunt.

Onzekerheden en bandbreedtes in het basisbedrag voor meestook

Tot slot merken ECN en DNV GL op dat het effect van de bandbreedte in deze twee aannames op het basisbedrag relatief beperkt is in vergelijking met enkele andere parameters voor biomassa meestook. In Figuur 5 is een gevoeligheidsanalyse uitgewerkt, die toont wat de invloed is van de verschillende componenten die het basisbedrag voor meestook bepalen. De biomassaprijs en het aantal vollasturen hebben de grootste impact op het basisbedrag.

De parameter met de meeste invloed op het basisbedrag is de biomassaprijs. Deze biomassaprijs is van diverse factoren afhankelijk, zoals de kosten van langetermijncontractering, de onzekerheden in valutakoersen en de kosten voor duurzaamheidscriteria. Om recht te doen aan deze risico's is in de berekening een risicopremie opgenomen. Ook het effect van deze premie is substantieel hoger dan de bandbreedte in de door de reviewer aangedragen parameters.

Figuur 5: Gevoeligheidsanalyse over verschillende parameters van het basisbedrag voor meestook



ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 ZG Petten

T 088 515 4949
F 088 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl