

Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018





Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018

Editors:

S.M. Lensink (ECN)

J.W. Cleijne (DNV GL)

Disclaimer

Hoewel de informatie in dit document 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 dit document en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders. Geen externe assurantie.

In samenwerking met



Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met DNV GL en TNO en in opdracht van het ministerie van Economische Zaken. TNO is vanuit haar expertise op het terrein van de diepe ondergrond betrokken geweest bij de adviezen over geothermie. Het onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.4756. Projectleider van het project is Sander Lensink. Op het project is toegezien door een stuurgroep uit geledingen EZ, RVO en ECN.

Naast de editors Sander Lensink en Hans Cleijne (DNV GL) hebben de volgende personen meegeschreven aan dit rapport:

Luuk Beurskens, Koen Smekens, Ayla Uslu (ECN), Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, Eeke Mast, Paula Schulze (DNV GL) en Harmen Mijnlief (TNO).

Aan het onderzoeksproject is tevens meegewerkt door Rianne van Beek, Manuela Loos, Kim Stutvoet-Mulder, Mariëlle Rietkerk, Adriaan van der Welle, Robin Matton en Christine van Zuijlen (ECN). De editors danken hen voor hun inbreng.

Er is een externe review op dit rapport uitgevoerd door Fraunhofer ISI, Karlsruhe. De auteurs danken dhr. M. Ragwitz en G. Resch en hun 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 of renewable energy production is part of the 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 2018 or 2019, covering installation technologies for the production of renewable electricity, renewable gas and renewable heat.

Inhoudsopgave

Samenvatting	7
1. Inleiding	11
2. Proces en uitgangspunten	13
3. Bevindingen waterkracht	19
4. Bevindingen zonne-energie	23
5. Bevindingen windenergie	32
6. Bevindingen geothermie	41
7. Bevindingen waterzuivering	49
8. Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa	53
9. Bevindingen vergisting van biomassa	66
10. Bevindingen bestaande installaties	81
11. Aanvullende vragen	88
Afkortingen	92
Referenties	93
Bijlage A Overzicht van basisprijzen en correctiebedragen	95
Bijlage B Basisinformatie SDE+	97
Bijlage C Uitgangspunten	99
Bijlage D Reactie op schriftelijke consultatie	105
Bijlage E Externe review	131
Bijlage F Nawoord	134

Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken (EZ) heeft advies gevraagd aan ECN en DNV GL over de basisbedragen voor de SDE+ 2018. Dit rapport betreft het Eindadvies voor waterkracht, zonne-energie, windenergie, geothermie, waterzuivering, thermische conversie van biomassa, vergisting, en bestaande installaties voor vergisting en thermische conversie. 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 basisbedragen SDE+ 2018 voor de verschillende categorieën staan in Tabel 1 tot en met Tabel 6. Voor de naamgeving van de categorieën is op verzoek van het ministerie van EZ aangesloten bij de naamgeving van de categorieën in de regeling SDE+ 2017.

De basisbedragen zijn weergegeven in euro per kWh. Met de aanduidingen E, G, W, 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+ 2017¹ opgenomen.

¹ Zie: <https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-E--16-040>

Tabel 1: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: waterkracht, wind- en zonne-energie (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energiedrager	Advies basisbedrag SDE+ 2018	Vollasturen	Advies basisbedrag SDE+ 2017
Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm	E	0,168	5700	0,156
Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie	E	0,100	2600	0,100
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	0,191	3700	0,192
Osmose	E	>0,200	8000	>0,200
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A	E	0,112	950	*
Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp	E	0,107	950	*
Zonthermie \geq 140 kW en < 1 MW	W	0,094	700	*
Zonthermie \geq 1 MW	W	0,083	700	*
Wind op land, \geq 8 m/s	E	0,054	3500	0,064
Wind op land, \geq 7,5 en < 8 m/s	E	0,059	3100	0,070
Wind op land, \geq 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,064	2750	0,075
Wind op land, < 7,0 m/s	E	0,073	2350	0,085
Wind op primaire waterkeringen, \geq 8 m/s	E	0,058	3540	0,069
Wind op primaire waterkeringen, \geq 7,5 en < 8 m/s	E	0,063	3180	0,075
Wind op primaire waterkeringen, \geq 7,0 en < 7,5 m/s	E	0,069	2830	0,080
Wind op primaire waterkeringen, < 7,0 m/s	E	0,077	2470	0,091
Wind in meer, water \geq 1 km ²	E	0,085	4050	0,104

* Nieuwe categorie in 2018.

Tabel 2: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: geothermie (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energiedrager	Advies basisbedrag SDE+ 2018	Vollasturen (kracht/warmte)	Advies basisbedrag SDE+ 2017
Geothermische warmte, diepte \geq 500 m	W	0,053	6000	0,053
Geothermische warmte voor stadsverwarming, diepte \geq 500 m	W	0,106	3500	*
Geothermische warmte, diepte \geq 3500 m	W	0,060	7000	0,057
Geothermische warmte, projectuitbreiding met een derde put	W	0,034	6000	*
Geothermische warmte via gesloten systeem in verlaten gasput	W	0,140	6000	*

* Nieuwe categorie in 2018.

Tabel 3: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: waterzuiveringsinstallaties (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2018	Vollasturen (warmte/kracht)	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2017
AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)	WKK	0,049	4000/8000	5729	0,66	*
AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	G	0,046	8000	-	-	*
AWZI/RWZI (warmte)	W	0,033	7000	-	-	*

* Nieuwe categorie in 2018.

Tabel 4: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: verbranding en vergassing van biomassa (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2018	Vollasturen (warmte/kracht)	Vollasturen samengesteld	Warmtekrachtverhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2017
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	G	0,125	7500	-	-	0,150
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	G	0,095	7500	-	-	*
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,1-0,5 MWth	W	0,061	3000	-	-	0,057
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth	W	0,055	3000	-	-	0,056
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	W	0,051	7000	-	-	0,044
Ketel op vloeibare biomassa	W	0,073	7000	-	-	0,070
Warmte, Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth	W	0,066	8500	-	-	0,062
Ketel warmte uit houtpellets	W	0,063	7000	-	-	*
Gecombineerde opwekking uit industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MWth en < 100 MWe	WKK	0,074	8500/8500	8500	10,00	*
Thermische conversie van biomassa, < 100 MWe	WKK	0,059	8000/5000	7500	8,00	0,062
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	W	0,050	3000	-	-	*

* Nieuwe categorie in 2018.

Tabel 5: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: vergisting van biomassa (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE+ 2018	Vollasturen (warmte/kraft)	Vollasturen samen-gesteld	Warmte-kraft-verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2017
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,055	8000	-	-	0,061
Gecombineerde opwekking allesvergisting	WKK	0,067	7300/8000	7623	1,07	0,069
Warmte allesvergisting	W	0,061	7000	-	-	0,062
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,067	8000	-	-	0,077
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	WKK	0,080	6800/8000	7322	1,10	0,090
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	W	0,069	7000	-	-	0,079
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) < 400 kW	G	0,099	8000	-	-	0,171
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW	WKK	0,124	5300/8000	6374	1,00	>0,200
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW	W	0,100	7000	-	-	0,102
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) > 400 kW	G	0,065	8000	-	-	*
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	WKK	0,068	3600/8000	5627	0,53	*
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	W	0,065	7000	-	-	*

* Nieuwe categorie in 2018.

Tabel 6: Geadviseerde basisbedragen voor SDE+ 2018: bestaande installaties (bedragen in €/kWh)

Categorie	Energie-drager	Advies basis-bedrag SDE+ 2018	Vollasturen (warmte/kraft)	Vollasturen samen-gesteld	Warmte-kraft-verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2017
Verlengde levensduur covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	WKK	0,074	6800/8000	7324	1,10	0,071
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	WKK	0,054	7300/8000	7622	1,07	0,082
Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)	G	0,048	8000	-	-	0,058
Verlengde levensduur covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	G	0,060	8000	-	-	0,066
Verlengde levensduur allesvergisting (warmte)	W	0,050	7000	-	-	0,059
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)	W	0,062	7000	-	-	0,066

1. Inleiding

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 ministerie² 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 B.

Onderzoekopdracht

Het ministerie van Economische Zaken (EZ) heeft aan ECN en DNV GL advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2018. 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 2018, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE+-beschikkingen in 2018.

In overleg met het ministerie is ervoor gekozen om een conceptadvies aan de markt voor te leggen. Deze consultatieronde heeft in augustus 2017 plaatsgevonden. Dit rapport bevat het Eindadvies over de geadviseerde basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen. ECN en DNV GL lichten in Bijlage D toe hoe zij met reacties uit de marktconsultaties zijn omgegaan.

² 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 (hoofdstuk 10). Iedere categorie in de SDE+ kent daarbij een eigen paragraaf met technisch-economische parameters. Hoofdstuk 11 besluit met enige aanvullende berekeningen op verzoek van het ministerie van Economische Zaken.

In dit rapport zijn tevens de basisprijzen 2018 en (de rekenmethode voor) de voorlopige correctiebedragen 2018 bij iedere categorie opgenomen. In Bijlage A is een overzicht opgenomen van alle categorieën en bijbehorende basisprijzen 2018 en voorlopige correctiebedragen 2018. De basisprijzen zijn verder toegelicht in de notitie *Basisprijzen SDE+ 2018* (Lensink en van der Welle, 2017) en de berekeningen voor de correctiebedragen staan in de notitie *Correctiebedragen SDE+ 2018 t.b.v. bevoorschotting 2018* (Lensink en van der Welle 2017).

2. Proces en uitgangspunten

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

2.1 Proces en werkwijze

Proces

Voor het eerst is er dit jaar een marktconsultatieronde gehouden *voorafgaand* aan het opstellen van het conceptadvies. Dit is gedaan met het doel om beter de beschikbare informatie van RVO.nl te kunnen meenemen in de analyse. De consultatie betrof de notitie over kostenbevindingen basisbedragen SDE+, gepubliceerd in maart/april 2017³.

Op 25 juli 2017 is vervolgens dat conceptadvies gepubliceerd ten behoeve van een schriftelijke marktconsultatie. Met dit rapport werden belanghebbenden uitgenodigd om een reactie te geven.

Dit rapport van ECN en DNV GL bevat het eindadvies over de basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen gedurende de zomerperiode. Voor geothermie is het advies opgesteld door ECN, DNV GL en TNO.

ECN en DNV GL lichten in Bijlage D toe hoe zij met reacties uit de schriftelijke marktconsultatie zijn omgegaan. De reacties uit de markt hebben bijgedragen aan de totstandkoming van dit Eindadvies.

Op het Eindadvies is een externe review uitgevoerd door Fraunhofer ISI, Karlsruhe, bijgestaan door de TU Wien. De auteurs danken dhr. M. Ragwitz en G. Resch en hun collega's voor hun waardevolle commentaar. In Bijlage E is de reviewreactie opgenomen. ECN en DNV GL geven in het nawoord (Bijlage F) nog een reactie op het reviewcommentaar.

Werkwijze

De te adviseren basisbedragen bevatten de productiekosten van hernieuwbare energiedragers, vermeerderd met eventuele regeling specifieke meerkosten in relatie tot het afsluiten van elektriciteits-, warmte- of gascontracten. Het ministerie heeft vooraf categorieën benoemd in de

³ Het proces is toegelicht in 'impact kostenonderzoek op basisbedragen 2018' via <https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-016>

adviesvraag. Voor alle categorieën berekenen ECN en DNV GL de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas of hernieuwbare warmte.

2.2 Algemene uitgangspunten

Algemeen

De uitgangspunten voor de berekening van de basisbedragen zijn in overleg tussen het ministerie van EZ en ECN en DNV GL vastgesteld, zie Bijlage C. 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.

Categorisering van hernieuwbare technieken

Het ministerie heeft vooraf categorieën benoemd in de adviesvraag, waarop ECN en DNV GL wijzigingen kunnen voorstellen. 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.

Basisbedrag

Voor alle categorieën berekenen ECN en DNV GL de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas of hernieuwbare warmte. De te adviseren basisbedragen bevatten de productiekosten van hernieuwbare energiedragers, vermeerderd met eventuele regeling specifieke kosten in relatie tot het afsluiten van elektriciteits-, warmte- of gascontracten. Onder de productiekosten van hernieuwbare energie wordt verstaan de som van investerings- en exploitatiekosten die toe kunnen worden gerekend aan de productie van hernieuwbare energie, plus de kosten van kapitaal, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie. De voorbereidingskosten zijn niet meegenomen in het totale investeringsbedrag.

Kaders vanuit wet- en regelgeving

Bij het berekenen van de productiekosten wordt rekening gehouden 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 per 1 januari 2018 van kracht is. Zo zijn ook de effecten van de recent gewijzigde ministeriële regeling Gaskwaliteit meegenomen in de bepaling van de kosten. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2018 SDE+ aangevraagd kan worden en die in 2018 of begin 2019 als bouwproject van start kunnen gaan.

Referentie-installatie en techno-economische parameters

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 uit 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 referentie-installatie 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-website⁴.

⁴ <https://www.ecn.nl/nl/samenwerking/sde>

Kosten gebruik biomassa voor energiedoelinden

Vooral bij systemen waar de biomassa afkomstig is van afvalstromen of restproducten kan de systeemgrens grote invloed hebben op de berekende biomassakosten. Bij deze systemen worden de kosten berekend die gemaakt moeten worden om deze stromen of producten in te zetten voor productie van hernieuwbare elektriciteit of hernieuwbaar gas, ten opzichte van de kosten die gemaakt hadden moeten worden als deze stromen niet voor de genoemde doeleinden zouden zijn ingezet. Voor biomassakosten wordt uitgegaan van de prijzen die betaald moeten worden om de biomassa bij de installatie geleverd te krijgen.

Kosten transportleiding en distributienet voor warmte

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 kosten die zijn meegenomen in de berekening van de subsidietarieven.

2.3 Financiële uitgangspunten

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de hernieuwbare-energie technieken door innovatie, maar ook kan door praktijkervaringen 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 7 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 7: Gehanteerde financiële parameters voor de SDE+ 2018

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rente met groenfinanciering	2,0 %	Zonne-energie, windenergie, geothermie, vergassing, waterkracht
Rente zonder groenfinanciering	2,5 %	Overige categorieën
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zon-PV, windenergie
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
Rendement op eigen vermogen	14,5 %	Categorieën met hoog risicoprofiel
	11,5 %	Overige categorieën
Inflatie van biomassaprijzen en O&M-kosten	1,5% / jaar	

Rente

Projectrentes worden doorgaans opgebouwd uit drie componenten: de Euribor-rente, een commerciële rentemarge en een renteswap om de rentemarge te converteren naar een 10-jarige rente (bijvoorbeeld op basis van 10-jarige IRS). De ontwikkelingen op de financiële markten zijn de

laatste jaren van dien aard, dat ook projecten voor hernieuwbare energie tegen aanmerkelijk gunstigere voorwaarden dan voorheen kapitaal kunnen aantrekken. De commerciële rentemarges liggen – met aanzienlijke spreiding – iets onder de 2%, waardoor een rente op de lening van ca. 2,5% momenteel voor veel projecten haalbaar is. De groenfinanciering kent een voordeel van ca. 0,5 % voor de projectontwikkelaar.

Dit leidt tot 2,5% rente op leningen voor projecten zonder groenfinanciering. Ten opzichte van het advies voor de SDE+ 2017 zijn een aantal aanpassingen overwogen. Met name voor geothermie en biomassaprojecten kenden projecten uit het verleden hogere rentes dan de genoemde 2,5%. De financiering van geothermieprojecten zal door de komst van de nieuwe Energietransitie financieringsfaciliteit (ETFF) vergemakkelijkt kunnen worden. Daarom wordt de 2,5% gehandhaafd voor geothermie. Veel biomassaprojecten worden niet op projectbasis gefinancierd, waardoor goede ijking van het benodigde projectrendement beperkt mogelijk is. Rekening houdend met het feit dat de rente op de lening slechts van beperkte invloed is op het basisbedrag – afgerond vaak geen effect – is gekozen om generiek met 2,5% rendement te rekenen.

Voor projecten met groenfinanciering wordt een 0,5 procentpunt afslag gerekend wat leidt tot effectief een rente van 2,0%. Uit de marktconsultatie is gebleken dat er voor nieuwe projecten inderdaad mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Voor windenergie op land wordt, in tegenstelling tot de vorige twee jaren, weer gerekend met een rentekorting van 0,5% wegens groenfinanciering. ECN en DNV GL hebben voldoende signalen ontvangen dat er ervan uitgegaan kan worden dat het merendeel van de projecten dit voordeel kan benutten.

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 beleid op risicoblootstelling en niet uit de risico-inschatting van de duurzame energieprojecten zelf. 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 zijn de categorieën windenergie en zon-PV, waar uit de marktconsultatie gebleken is dat financiering met 20% eigen vermogen gangbaar is. Voor Windenergie in meer is, in het licht van goede financierbaarheid van windenergie in het algemeen, de benodigde inbreng op eigen vermogen teruggebracht van 25% naar 20%.

Rendement op eigen vermogen

Het benodigde rendement op eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal. Ook de inflatie heeft invloed op het benodigde nominale rendement. Het gehanteerde rendement op eigen vermogen is 11,5% nominaal. Voor enkele categorieën met een significant hoger operationeel of regelgevings-technisch risico is voor het rendement op eigen vermogen gerekend met 14,5%. Dit 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. 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*⁵ in de SDE+, zijn niet meegenomen in de berekening. 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. Hier wordt niet voor gecompenseerd in de basisbedragen.

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 8** toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende kapitaalskosten⁶.

Tabel 8: Kapitaalskosten (WACC) per thema voor de SDE+ 2018

Thema	Gewogen kapitaalskosten (WACC) [nominaal]	Gewogen kapitaalskosten (WACC) [reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	3,5%	2,0%
Windenergie op land	4,1%	2,6%
Windenergie op verbindende waterkeringen	4,1%	2,6%
Windenergie in meer	4,1%	2,6%
Directe inzet houtpellets	4,4%	2,9%
Waterkracht	4,5%	3,0%
Vrije stromingsenergie	4,5%	3,0%
Zonthermie	4,5%	3,0%
Ketel op vaste of vloeibare biomassa	4,8%	3,3%
Allesvergisting	4,8%	3,3%
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest	4,8%	3,3%
AWZI/RWZI	4,8%	3,3%
Osmose	5,4%	3,9%
Geothermische warmte	5,4%	3,9%
Biomassavergassing	5,7%	4,2%
Vergisting en covergisting van dierlijke mest	5,7%	4,2%
Ketel industriële stoom uit houtpellets	5,7%	4,2%
Thermische conversie van biomassa	5,7%	4,2%

Economische restwaarde

De technische levensduur van projecten is bij sommige technologieën beduidend langer dan de subsidieduur. Dit kan zich dan ook uiten in een langere economische levensduur. Bij windenergie kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energie van 25 jaar of meer. Bij technologieën in de waterkracht en geothermie hebben delen van het project een langere levensduur. De vraag rijst of deze restwaarde een dergelijke invloed heeft op de financiering van projecten, dat de subsidies erop gecorrigeerd moeten worden.

⁵ 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.

⁶ Zie ter vergelijking het rapport uit 2015 van de werkgroep discontovoet van de rijksoverheid: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2015/11/13/rapport-werkgroep-discontovoet-2015-bijlage>

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Deze hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen de O&M-kosten door bij een langere levensduur, maar deze zullen ook oplopen. Tevens zal de productie (door meer onderhoud dan wel lagere betrouwbaarheid) langzaam afnemen. De operationele periode na beëindiging van de subsidie kent zowel kansen als risico's. Risico's tellen bij projectfinanciering doorgaans zwaarder mee dan kansen. Projectfinanciering wordt bemoeilijkt als het saldo hiervan meegenomen moet worden.

Tabel 9: Basisbedragen bij langere projectduur, afhankelijk van toekomstige elektriciteitsprijzen

	Advies SDE+ 2018	Variant met lage prijs	Nationale Energieverkenning 2017	Variant met hoge prijs
Elektriciteitsprijs in 2035 € ₂₀₁₅ /kWh inclusief profiel- en onbalanskosten	n.v.t.	0,021	0,035	0,072
Zon-PV > 1 MWp (25 jaar projectduur)	0,107	0,109	0,106	0,099
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s (20 jaar projectduur)	0,059	0,059	0,058	0,054

Gezien het geringe effect, de grote onzekerheid hierin, de praktische onmogelijkheid om dit voordeel in projectfinanciering terug te laten komen en de inherente spreiding in basisbedragen ten gevolge van de variëteit in projecten en techniektoepassingen, zijn ECN en DNV GL van mening dat in de geadviseerde basisbedragen het mogelijke voordeel van langere bedrijfsperiode dan 15 jaar, niet leidt tot een lagere subsidiebehoefte. Omwille van consistentie en gezien het belang van toekomstige energieprijzen voor de toekomstige waarde van waterkracht- en geothermieprojecten, vindt in die categorieën dan ook geen verrekening meer plaats van restwaarde.

2.4 Regeling 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 0,0007 euro/kWh voor wordt gerekend. Daarnaast neemt de SDE+-regeling weliswaar het 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 energie-afzetcontracten, wordt in dit rapport de basisprijspremie genoemd. De basisprijspremies bedragen 0,0012 €/kWh, zie toelichting in de notitie Basisprijzen SDE+ 2018.

3. Bevindingen waterkracht

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

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

De specifieke uitgangspunten voor Waterkracht zijn te vinden in Bijlage C.

De kostenstructuur zoals ECN en DNV GL deze waarnemen voor waterkrachtprojecten in Nederland biedt op dit moment geen aanleiding om wijzigingen door te voeren in de technisch-economische parameters van de verschillende waterkrachtcategorieën. Waterkrachtprojecten zijn locatie-specifiek, en uit de geanalyseerde projectaanvragen is gebleken dat deze dan ook verschillen in het maximale opwekkingsvermogen en het aantal vollasturen. Hierdoor zijn er in de projectaanvragen projecten te vinden die zowel duurder als goedkoper uitgevoerd worden, in vergelijking met het huidige basisbedrag. Binnen de SDE+ regeling is het basisbedrag in 2017 afgetopt op 0,13 €/kWh.

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, zoals bij enkele sluizen.

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 de selectie van een referentieproject. Voor de categorie Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een valhoogte van minder dan vijf meter.

De technisch-economische parameters waar het basisbedrag op is gebaseerd zijn te vinden in Tabel 10. In Tabel 11 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

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

Parameter	Eenheid	Advies 2018
Installatiegrootte	[MW]	1,0
Vollasturen	[h/a]	5700
Investeringskosten	[€/kW _e]	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	100

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

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,168
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,027
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

De kosten voor elektriciteitswinning uit waterkracht omvatten niet alleen de kosten voor energie-installatie, maar ook additionele voorzieningen die geëist worden door wet- en regelgeving bij constructie van een waterkrachtinstallatie. Deze paragraaf is van toepassing op renovatie van bestaande waterkrachtcentrales, zoals het doorvoeren van visbeschermende maatregelen, in het kader van het aansluiten op wet- en regelgeving.

Voor de categorie 'Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie' wordt ervan uitgegaan dat bij de referentie-installatie de turbines vervangen zullen worden voor visvriendelijke(re) varianten. Een dergelijke innovatieve visvriendelijke turbine lijkt voornamelijk 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. Het lagere aantal vollasturen, in vergelijking met de categorie 'Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm', is gebaseerd op het aantal vollasturen van bestaande installaties die geschikt zijn voor renovatie.

De parameters voor deze categorie zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies SDE+ 2017. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie staat in Tabel 12. In Tabel 13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbedrag voor Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie is gelijk gebleven aan het advies voor 2017.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	1,0
Vollasturen	[h/a]	2600
Investeringskosten	[€/kW _e]	1600
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	80

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

Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,100
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,027
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.3 Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm

Naast het plaatsen van stuwdammen in rivieren (zoals beschreven in bovenstaande paragraaf 3.1 en paragraaf 3.2), waarbij het gecreëerde verval van water stromend in één richting zorgt voor de opwekking van elektriciteit uit water, is het ook mogelijk om in vrij stromend water energie op te wekken. De categorie 'Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm' is bedoeld voor technieken zoals energie uit getijden/onderzeese stroming en energie uit golven, waarbij de opgewekte elektriciteit niet zozeer voorkomt uit het verval, maar uit de stroming van het water. Hieronder valt ook getijdenstroming door damdoorlatingen met bidirectionele opwekking (inshore vrije-getijdenstromingsenergie), indien de valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter.

In Tabel 14 staan de gebruikte technisch-economische parameters voor energie uit vrije stroming. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar. Het basisbedrag voor Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm is gelijk gebleven aan het advies voor 2017.

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

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	1,5
Vollasturen	[h/a]	3700
Investeringskosten	[€/kW _e]	5100
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	155

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

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,191
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,027
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

3.4 Osmose

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor een osmosecentrale, waarbij elektriciteit wordt opgewekt door het verschil in zoutconcentratie tussen zout en zoet water. Hierbij kan gebruik worden gemaakt van zouthoudend industrieel proceswater of zeewater. De onzekerheid in de kosten van deze categorie is vanwege het vroege stadium van de ontwikkeling nog zeer groot.

Het basisbedrag voor deze categorie is, evenals in 2017, ruim boven 0,20 €/kWh. In Tabel 16 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven. In Tabel 17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters voor osmose weergegeven.

Tabel 16: Technisch-economische parameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	1,0
Vollasturen	[h/a]	8000
Investeringskosten	[€/kW _e]	37000
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	213

Tabel 17: Overzicht van subsidieparameters Osmose

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	> 0,200
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,027
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,038
Berekeningswijze correctiebedrag	APX	

4. Bevindingen zonne-energie

Dit hoofdstuk beschrijft de adviezen voor zonne-energie (elektriciteit en warmte). Zowel voor zon-PV als voor zonthermie stellen ECN en DNV GL voor om een onderscheid te maken in twee aparte categorieën, met het vermogen (kWp en kW thermisch) van de installatie als onderscheidend criterium:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, 15 kWp tot 1 MWp en aansluiting > 3x80 A (paragraaf 4.1)
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp en aansluiting > 3x80A (paragraaf 4.2)
- Zonthermie, 140 kW tot 1 MW (paragraaf 4.3.1).
- Zonthermie, ≥ 1 MW (paragraaf 4.3.2).

De specifieke uitgangspunten voor zonne-energie zijn te vinden in Bijlage C.

Zon-PV maakt een snelle kostendaling door. In 2017 hebben ECN en DNV GL voor de najaarsronde een lager basisbedrag geadviseerd dan voor de voorjaarsronde. Zowel bij zon-PV als bij zonthermie is een opkomst van grote systemen waarneembaar. Door de diversiteit van projecten, van kleine projecten achter de meter tot grote systemen in het vrije veld, is een berekening van de marktwaarde van de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit of warmte, steeds moeilijker generiek te maken. Daarom is er zowel bij zon-PV als bij zonthermie gekozen voor een scheiding bij 1 MW. Vanaf die grootte zijn de systemen typisch grondgebonden.

4.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, 15 kWp tot 1 MWp en aansluiting >3x80 A

4.1.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Referentie-installatie

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

De referentie-installatie voor fotovoltaïsche systemen (PV-systemen) van 15 kWp tot 1 MWp betreft een dakgebonden systeem van 250 kilowattpiek (kWp). Dit is gebaseerd op een analyse van PV-systemen in de SDE+-regeling waaruit blijkt dat een referentiesysteem van 250 kWp qua grootte en investeringskosten een goede referentie is in de verdeling van systemen tot 1 MWp.

Vollasturen

In dit advies wordt verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. Er wordt uitgegaan van een systeem met een initiële jaarlijkse productie van 990 kWh/kWp bij start van het project als gangbaar gemiddelde voor de huidige nieuwe systemen. Tevens wordt gerekend met een jaarlijkse vermogensafname van 0,75%. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar. Het jaarlijks aantal vollasturen wordt derhalve gemaximeerd op 950 kWh/kWp.

Investeringskosten

In deze berekening wordt uitgegaan van het verwachte prijsniveau bij opdrachtverlening in 2019. Er zijn verschillende krachten zoals mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen die prijsverhogend werken. De algemene trend is echter dat de typische investeringskosten van PV-systemen blijven dalen.

De volgende prijzen van modules en omvormers zijn groothandels-verkoopprijzen, exclusief btw en de marge van de installateur. PV-moduleprijzen variëren in 2017 wereldwijd van een kleine 0,40 €/Wp tot een ruime 0,60 €/Wp (Photon, 2017). Deze prijzen in acht nemend, wordt voor 2017 met een moduleprijs van 0,50 €/Wp gerekend waarbij een leereffect toegepast wordt om de prijs voor 2019 te bepalen. De moduleprijs in 2019 komt daarmee uit op 0,44 €/Wp.

Voor de gekozen referentie-installatie ligt de prijs van de omvormers in 2017 rond 95 €/kWp. Op basis van aannames over het leereffect komt de omvormerprijs in 2019 uit op 84 €/kWp.

De prijs van overige componenten, zoals montagemateriaal en bekabeling wordt verondersteld te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Dit betekent een prijsdaling van ongeveer 6% per jaar voor modules, 5% voor omvormers en ruim 2% voor installatiemateriaal. Door een toenemende krapte op de arbeidsmarkt wordt verondersteld dat installatiearbeidskosten gelijk blijven.

Bij de gekozen referentie wordt ervan uitgegaan dat het project kan worden aangesloten op een bestaande netwerkaansluiting. In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw.

Rekening houdend met inflatie en een marge op de systeemcomponenten komen de specifieke investeringskosten voor de referentie-installatie van 250 kWp in 2019 op basis van bovenstaande aannames uit op 975 €/kWp, oftewel 0,975 €/Wp.

Vaste O&M-kosten

ECN en DNV GL zien in de markt dat internationaal de kosten van O&M de afgelopen jaren dalen. Jaarlijks 1% van de investeringskosten is een reëel bedrag voor vaste O&M-kosten. Dit bedrag zou toereikend moeten zijn voor alle kosten die gepaard gaan met onderhoud, schoonmaak, verzekering van de installatie, verlenging van de garantieduur van de omvormer tot en met 10 jaar, beheer en overige operationele kosten van de installatie. De kosten voor het vervangen van de omvormers gedurende de projectlevensduur is hierin niet opgenomen.

De kosten die eventueel gemaakt moeten worden voor het gebruik van het dakoppervlak zijn in deze categorie niet meegenomen in het basisbedrag.

Eenmalige O&M-kosten

Bij de huidige stand der techniek is de technische levensduur van de omvormer(s) van een PV-systeem korter dan die van de modules en de overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormer(s) op te nemen welke de kosten voor omvormers van jaar 12 tot en met jaar 15 dekt (vier bedrijfsjaren). Om de prijs van omvormers in jaar 12 te schatten wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 5% en een prijsstijging wegens inflatie van 1,5%. Vanaf 2022 wordt geen significante prijsdaling verwacht voor omvormers die voorzien worden in SDE+-projecten⁷. Dit is een conservatieve aanname. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 worden geschat op 30 €/kW. Dit een gedeelte van de totale kosten naar rato van de resterende subsidieduur (12^e t/m 15^e jaar). Deze aanpassing van de O&M-kostenstructuur heeft een verlagend effect op het basisbedrag ten opzichte van vorig jaar.

Restwaarde

De restwaarde na 15 jaar is een aandachtspunt dat is meegewogen door ECN en DNV GL. Niet alleen is de toekomstige elektriciteitsprijs van belang, maar ook de schrootwaarde. Daarnaast zal er rekening gehouden moeten worden met de verminderde capaciteit van de modules. Alles overziende wordt de restwaarde nu voor nihil meegenomen in het basisbedrag.

4.1.2 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 18. In Tabel 19 zijn voor de categorie fotovoltaïsche zonnepanelen van 15 kWp tot 1 MWp het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbedrag voor zon-PV 15 kWp tot 1 MWp is gedaald ten opzichte van 2017 ten gevolge van dalende investerings- en O&M-kosten.

Installaties voor zon-PV kennen een substantieel aandeel eigen gebruik van elektriciteit. ECN stelt voor om hiervoor in het correctiebedrag te corrigeren. Het aandeel eigen gebruik ligt gemiddeld genomen rond 2/3^e van de totale productie op basis van statistische gegevens met garanties van oorsprong (zie notitie *Correctiebedragen SDE+ t.b.v. bevoorschotting 2018*).

Tabel 18: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp tot 1 MWp

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MWp]	0,25
Vollasturen	[MWh/MWp per jaar]	950
Investeringskosten	[€/kWp]	975
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/a]	9,75
Vaste O&M-kosten in jaar 12	[€/kWp]	30

⁷ GTM (2017) *The Global PV Inverter and MLPE Landscape H1 2017*.

Tabel 19: Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp tot 1 MWp en aansluiting $>3 \times 80A$

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,112
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018 (netlevering)	[€/kWh]	0,022
Basisprijs SDE+ 2018 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,047
Voorlopig correctiebedrag 2018 (netlevering)	[€/kWh]	0,038
Voorlopig correctiebedrag 2018 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,063
Berekeningswijze correctiebedrag (netlevering)	APX x "profiel- en onbalansfactor"	
Berekeningswijze correctiebedrag (eigen gebruik)	APX x "profiel- en onbalansfactor" + EB + ODE + netwerktarief	

4.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp

4.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Referentie-installatie

De referentie-installatie voor fotovoltaïsche systemen (PV-systemen) ≥ 1 MWp betreft een grondgebonden systeem van 5 megawattpiek (MWp). Dit is gebaseerd op een analyse van PV-systemen in de SDE+-regeling waaruit blijkt dat een referentiesysteem van 5 MWp qua grootte en investeringskosten een goede referentie is in de verdeling van systemen vanaf 1 MWp in de SDE+-regeling van 2018.

Vollasturen

In dit advies wordt verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. Er wordt uitgegaan van een systeem met een initiële jaarlijkse productie van 990 kWh/kWp bij start van het project als gangbaar gemiddelde voor de huidige nieuwe systemen. Tevens wordt gerekend met een jaarlijkse vermogensafname van 0,75%. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar. Het jaarlijks aantal vollasturen wordt derhalve gemaximeerd op 950 kWh/kWp.

Er worden in Nederland PV-projecten ontwikkeld die gebruik maken van een zonvolgsysteem. De PV-modules draaien dan met de zon mee: dan wel om een horizontale as, of om een verticale as of om beide assen. Door het gebruik van een zonvolgsysteem kan de opbrengst tot 25% hoger zijn dan die van standaardssystemen op land of (platte) daken met een vaste oriëntatie. Dit resulteert in een hoger aantal vollasturen. De specifieke kosten per kWh van een project met een zonvolgsysteem (lees: basisbedrag) liggen nabij de specifieke kosten van een project zonder volgsysteem, mits alle uren subsidiabel zijn. Voor een project met een zonvolgsysteem worden dus 1190 vollasturen geadviseerd.

Investeringskosten

In deze berekening wordt uitgegaan van het verwachte prijsniveau bij opdrachtverlening in 2019. Er zijn verschillende krachten zoals mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen die prijsverhogend werken. De algemene trend is echter dat de typische investeringskosten van PV-systemen blijven dalen.

De volgende prijzen van modules en omvormers zijn groothandels-verkoopprijzen, exclusief btw en de marge van de installateur. PV-moduleprijzen variëren in 2017 wereldwijd van een kleine

0,40 €/Wp tot een ruime 0,60 €/Wp (Photon, 2017). Deze prijzen in acht nemend wordt voor 2017 met een moduleprijs van 0,50 €/Wp gerekend waarbij een leereffect toegepast wordt om de prijs voor 2019 te bepalen. De moduleprijs in 2019 komt daarmee uit op 0,44 €/Wp.

Voor de gekozen referentie-installatie ligt de prijs van de omvormers in 2017 rond 95 €/kWp. Op basis van aannames over het leereffect komt de omvormerprijs in 2019 uit op 84 €/kWp.

De prijs van overige componenten, zoals montagemateriaal en bekabeling wordt verondersteld te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Dit betekent een prijsdaling van ongeveer 6% per jaar voor modules, 5% voor omvormers en ruim 2% voor installatiemateriaal. Door een toenemende krapte op de arbeidsmarkt wordt verondersteld dat installatie-arbeidskosten gelijk blijven.

Voor grootschalige PV-systemen is een geschikte netwerkaansluiting vaak niet op de locatie aanwezig. In deze gevallen wordt ervan uitgegaan dat een geschikte aansluiting in de nabijheid van het systeem wordt gebruikt of gerealiseerd. In de opbouw van de investeringskosten is een deel voorzien voor kosten van de netwerkaansluiting.

Rekening houdend met inflatie en een marge op de systeemcomponenten komen de specifieke investeringskosten voor de referentie-installatie van 5 MWp in 2019 uit op 871 €/kWp, oftewel 0,871 €/Wp.

Vaste O&M-kosten

ECN en DNV GL zien in de markt dat internationaal de kosten van O&M de afgelopen jaren dalen: 1% van de investeringskosten is een reëel bedrag voor vaste O&M-kosten. Dit bedrag zou toereikend moeten zijn voor alle kosten die gepaard gaan met onderhoud, schoonmaak, verzekering van de installatie, verlenging van de garantieduur van de omvormer tot en met 10 jaar, beheer en overige operationele kosten van de installatie. De kosten voor het vervangen van de omvormers gedurende de levensduur is hierin niet opgenomen.

Onroerendezaakbelasting speelt bij grootschalige systemen een steeds grotere rol. Tabel 20 geeft een overzicht van OZB-tarieven voor de periode 2014-2017. Dit betreft de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Op basis van de resultaten voor de mediaan adviseren ECN en DNV GL om een jaarlijkse post van 0,4% van de investeringskosten op te nemen om OZB-kosten te dekken.

Tabel 20: Overzicht van de onroerendezaakbelasting (OZB) zoals deze gelden in de Nederlandse gemeentes. Weergegeven is de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Eenheid: procenten van de waarde

	Eenheid	2014	2015	2016	2017
Laagste waarneming	[%]	0,11	0,12	0,13	0,13
Gemiddelde	[%]	0,36	0,39	0,41	0,42
Mediaan	[%]	0,34	0,37	0,38	0,40
Hoogste waarneming	[%]	0,77	0,81	0,86	0,91

Bron: Centrum voor Onderzoek van de Economie van de Lagere Overheden (COELO), Rijksuniversiteit Groningen, Faculteit Economie en Bedrijfskunde. <https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden> (okt 2017)

Het is waarschijnlijk dat grootschalige PV-projecten vaker te maken krijgen met kosten voor het leasen of huren van de locatie waar het PV-systeem gerealiseerd wordt. Op basis van een selectie

van projecten en kijkend naar de pachtnormen uit het Pachtprizenbesluit, stellen ECN en DNV GL voor om voor de opstalrechtkosten uit te gaan van gestandaardiseerde pachtprizen. Bij bedragen variërend tussen 1000 en 4000 euro/ha per jaar volgt voor de opstalrechtkosten van PV een bedrag van 2,5 €/kWp/jaar voor de SDE+ regeling van 2018. Er is gerekend met een pacht prijs van 2500 euro/ha per jaar, wat merendeels toereikend is voor een pacht prijs gebied van los tuinland.

Legeskosten zijn dermate variabel per project en locatie dat ze niet getypeerd worden bij de bepaling van het basisbedrag. Dergelijke kosten worden gevat in een veronderstelde aanpassing van het rendement op eigen vermogen.

De totale vaste O&M-kosten komen hiermee uit op 14,7 €/kWp/a.

Eenmalige O&M-kosten

Het is vrij zeker dat de omvormer(s) van een PV-systeem tijdens de levensduur van het systeem defect gaan en vervangen moeten worden. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormer(s) op te nemen welke de kosten voor omvormers van jaar 12 tot en met jaar 15 dekt (vier bedrijfsjaren). Om de prijs van omvormers in jaar 12 te schatten wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 5% en een prijsstijging wegens inflatie van 1,5%. Vanaf 2022 wordt geen significante prijsdaling verwacht voor omvormers die voorzien worden in SDE+-projecten⁸. Dit is een conservatieve aanname. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 worden geschat op 30 €/kW en geldt voor de periode van het 12^e t/m het 15^e bedrijfsjaar van het PV-systeem. Deze methodologische aanpassing van de O&M-kostenstructuur heeft een verlagend effect op het basisbedrag ten opzichte van vorig jaar.

4.2.2 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 21. In Tabel 22 zijn voor de categorie fotovoltaïsche zonnepanelen vanaf 1 MWp het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Dit betreft een nieuwe categorie ten opzichte van de SDE+ in 2017. Installaties voor zon-PV kennen een substantieel aandeel eigen gebruik van elektriciteit. Het aandeel eigen gebruik bij systemen groter dan 1 MWp ligt gemiddeld genomen rond de helft van de totale productie. Bij veldsystemen ligt dit echter gemiddeld genomen onder de 10%.

Tabel 21: Technisch-economische parameters zon-PV ≥1 MWp

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2018 (zonvolgsysteem)
Installatiegrootte	[MWp]	5	5
Vollasturen	[MWh/MWp per jaar]	950	1190
Investeringskosten	[€/kWp]	871	1135
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/a]	14,7	14,7
Vaste O&M-kosten in jaar 12	[€/kWp]	30	30

⁸ GTM (2017) *The Global PV Inverter and MLPE Landscape H1 2017*.

Tabel 22: Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,107
Basisbedrag SDE+ 2018 (zonvolgsysteem)	[€/kWh]	0,107
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018 (netlevering)	[€/kWh]	0,022
Basisprijs SDE+ 2018 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,039
Voorlopig correctiebedrag 2018 (netlevering)	[€/kWh]	0,038
Voorlopig correctiebedrag 2018 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,055
Berekeningswijze correctiebedrag netlevering	APX x "profiel- en onbalansfactor"	
Berekeningswijze correctiebedrag niet-netlevering	APX x "profiel- en onbalansfactor" + EB + ODE + netwerktarief	

4.3 Zonthermie

In de SDE+ rondes van 2016 en (het voorjaar van) 2017 is een aantal zeer grote zonthermische systemen aangevraagd. Er zijn aanwijzingen dat de kosten voor deze systemen lager liggen dan eerder voorzien, waarmee overstimulering voor de hand ligt. Om recht te doen aan de grote variatie in type systemen en warmteverbruikers wordt in dit conceptadvies voorgesteld om de categorie zonnewarmte in SDE+ op te splitsen in twee deelcategorieën.

4.3.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

De ondergrens van de systeemgrootte voor zonthermische systemen voor SDE+ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWth). De aanduiding in m² is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen⁹. Beneden deze ondergrens kunnen systemen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de ISDE. De SDE+ stimuleert de hernieuwbare energieproductie via een jaarlijks uit te keren productievergoeding in euro per kWh warmte; de ISDE keert eenmalig een subsidiebedrag uit afhankelijk van de jaaropbrengst van het zonneboilersysteem.

Het SDE+-referentiesysteem voor de categorie zonthermie vanaf 140 kWth tot 1 MWth betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kWth voor grote verbruikers, uitgerust met (door een lichtdoorlatende laag) afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat.

Investeringskosten en onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande jaar.

Tabel 23 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kW, dat inhoudelijk ongewijzigd is ten opzichte van vorig jaar. In Tabel 24 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbedrag voor zonthermie, apertuuroppervlakte van 200 m² of 140 kW is gelijk gebleven aan het advies voor 2017.

⁹ Bron: Gleisdorf meeting, Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004.

Tabel 23: Technisch-economische parameters Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	0,14
Vollasturen	[h/a]	700
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	600
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	1,9

Tabel 24: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,094
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,029
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,029
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

4.3.2 Zonthermie, ≥ 1 MWth

Het SDE+-referentiesysteem voor de categorie zonthermie vanaf 1 MWth wordt gekozen op 5 MWth en onderscheidt zich van de kleinere systemen op de investeringskosten. Deze bedragen 500 €/kWth. In analogie met zon-PV-systemen vanaf 1 MWp worden opstalrechtkosten opgenomen. Deze komen voor zonthermie uit op 1,5 €/kWth/jaar. Onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande jaar.

Voor het referentiesysteem van 5 MWth is onder andere een vergelijking gemaakt met grootschalige systemen met een koppeling aan stadsverwarmingsnetten die in Denemarken veel toegepast worden. De investeringskosten voor dit type systeem varieert tussen 250 €/kWth en 500 €/kWth. Omdat Denemarken een reeds ontwikkelde markt heeft voor grootschalige zonnearmte zijn deze kosten niet eenvoudig te vertalen naar de Nederlandse situatie, vandaar dat de investeringskosten relatief hoog gekozen zijn.

Evenals het geval is in grootschalige PV-projecten, is het waarschijnlijk dat grote zonthermische systemen kosten hebben voor het leasen of huren van de locatie. ECN en DNV GL stellen voor om ook voor zonthermie gelijk aan en boven de 1 MWth 1,5 €/kWp/jaar op te nemen voor opstalrechtkosten voor de regeling van 2018. Net zoals voor PV wordt er ook een OZB-tarief van 0,4% van de investeringskosten in acht genomen.

Tabel 25 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MW. In Tabel 26 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Dit betreft een nieuwe categorie ten opzichte van de SDE+ in 2017.

Tabel 25: Technisch-economische parameters energie uit zonthermie, ≥ 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	5,0
Vollasturen	[h/a]	700
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	500
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	4,25

Tabel 26: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,083
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

5. Bevindingen windenergie

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

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

De specifieke uitgangspunten voor Windenergie zijn te vinden in Bijlage C.

5.1 Wind op land

5.1.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Uitgangspunten van het ministerie van Economische Zaken

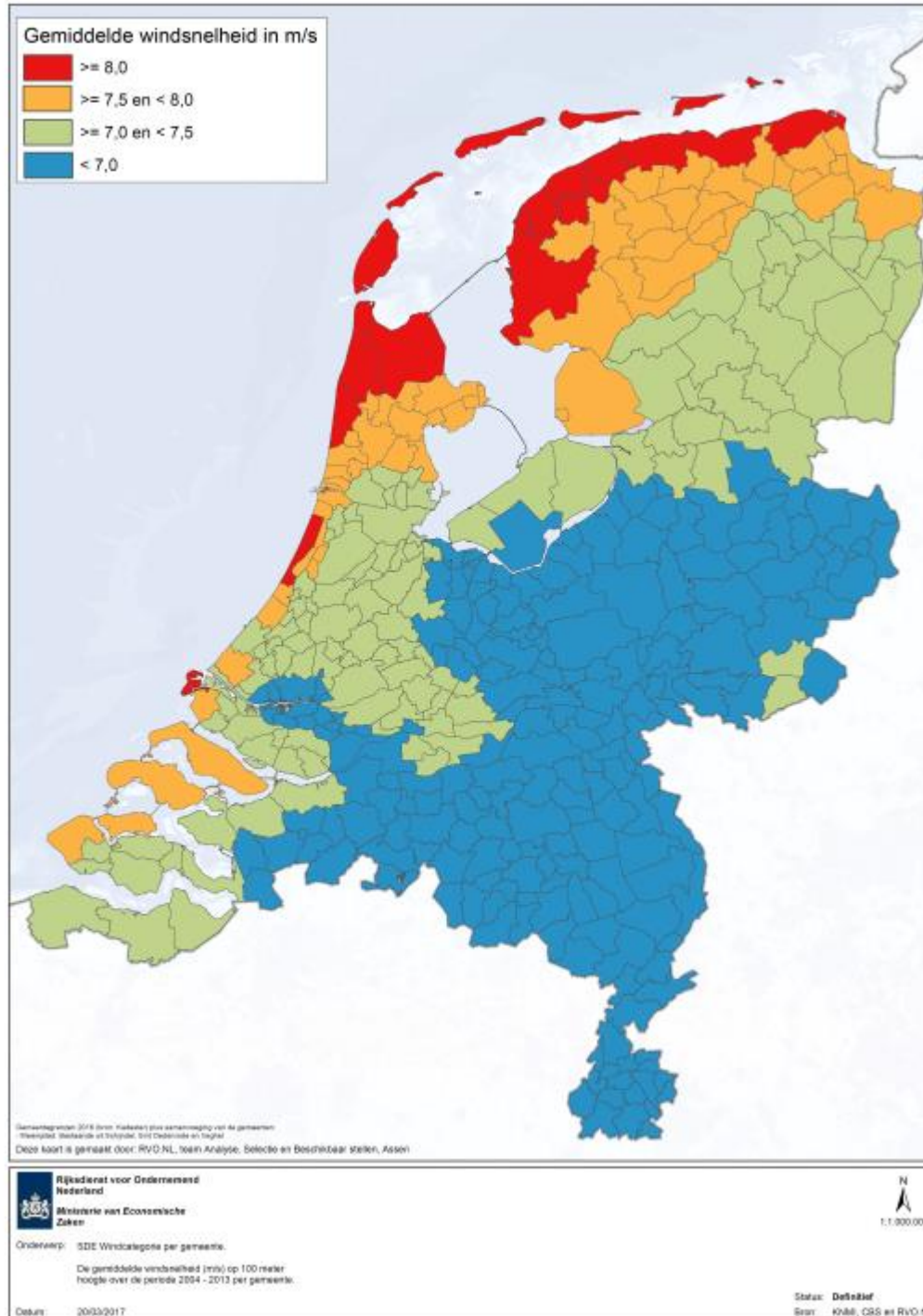
Het ministerie van Economische Zaken heeft voor de SDE+ 2018 de volgende algemene uitgangspunten meegegeven voor de categorieën gerelateerd aan windenergie:

- Winddifferentiatie naar gemeentegrenzen, zoals geïntroduceerd voor de SDE+ 2015;
- Geen generieke vollasturencap;
- De grondkosten voor SDE+ 2018 worden bepaald door uit te gaan van een prijs die 10% lager ligt dan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE+ 2017;
- Participatiekosten en voorbereidingskosten worden niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag omdat het ministerie van EZ participatie beschouwt als het mee laten delen in het rendement op de investering en deze kosten daarmee onderdeel zijn van het rendement op het (eigen) vermogen.

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.

Figuur 1: Indeling van gemeenten naar windsnelheid. Windkaart met de gemiddelde windsnelheid op 100 m hoogte. Versie van 01/07/2017, opgesteld door KNMI, CBS en RVO, met de gemeentegrenzen per 1 januari 2017. Vanwege grote verschillen in windsnelheid is de gemeente Rotterdam onderverdeeld op wijk- of buurtniveau, dit is een verschil met de Windkaart die in SDE+ 2017 gebruikt is.

Windsnelheid per gemeente in Nederland



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl (2017).

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; deze referentie grootte is berekend om zowel recht doet aan kleinere (15 MW) parken als aan de grote RCR-projecten (>100 MW). Om een indruk te geven van hoe de kostenopbouw voor kleinere turbines wordt verwezen naar een eerdere rapportage¹⁰.

De impact van hoogtebeperkingen wordt onderkend en is gepresenteerd in een eerdere rapportage¹¹; de lagere ashoogte en rotordiameter geven significant lagere vollasturen voor deze kleinschalige windprojecten. Er is echter door de Minister besloten¹² geen extra categorie aan te wijzen voor hoogtebeperkte locaties.

Restwaarde

De balans van alle kosten en baten, met inachtneming van verdiscontering, inflatie en bandbreedte binnen de projecten, geven geen aanleiding om positieve dan wel negatieve bedragen voor de restwaarde op te nemen in de cashflow. Hierbij is rekening gehouden met 5% hogere O&M-kosten en 5% lagere productie na 15 jaar, alsmede ontmantelingskosten en elektriciteitsopbrengsten.

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 wederom een significante daling in de turbineprijzen.

Bovenop de turbineprijs komen kosten voor fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. De meerkosten zijn dit jaar in meer detail bekeken en er is een grote spreiding tussen windparken waargenomen in de informatie die ontvangen is van RVO.NL. De bijdrage van de meerkosten is – in absolute zin – ongewijzigd ten opzichte van de waarde zoals gebruikt voor het eindadvies voor SDE+ 2017. De totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1200 €/kW.

O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de grondkosten en de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines. Deze laatste zijn dit jaar eveneens gedaald; de garantie- en onderhoudskosten voor de turbine liggen op ongeveer 0,0090 €/kWh. Hierbij dient opgemerkt te worden dat zowel de variabele als de vaste kosten voor garantie- en onderhoudscontracten zijn doorgerekend in het model.

Bovenop de genoemde turbine onderhoudskosten 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, dit omdat de prijsniveaus die in de markt waargenomen worden (nog steeds) relatief hoog zijn. De stapsgewijze vermindering van de vergoeding voor grondkosten wordt doorgezet, ook in de SDE+ 2018. In de SDE+ 2017 is gerekend met grondkosten die op 0,0035 €/kWh liggen.

¹⁰ Zie voor een overzicht van de investeringskosten naar schaal grootte notitie ECN-N--17-011 (<https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-011>).

¹¹ Zie 'Kosten kleinschalige windprojecten (SDE+)' ECN-N—17-024.

¹² Kamerbrief over tweede openstelling SDE+ 2017, 4 juli 2017.

Voor de SDE+ 2018 worden de grondkosten dus verlaagd naar 0,0032 €/kWh¹³. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0122 €/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigen verbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Vanwege de verlaging van de OZB zijn de vaste kosten licht gedaald naar 12,3 €/kW.

Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, inclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 1,5% per jaar.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) opdrachten 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 niet meegewogen in de berekening van de productiekosten. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op eigen vermogen terugverdiend te kunnen worden.

Overzicht van kostencomponenten

Om op een consistente wijze de SDE+ basisbedragen te kunnen berekenen, worden systeemgrenzen in acht genomen. Om deze systeemgrenzen duidelijker te maken wordt in onderstaande tabel opgesomd welke kostencomponenten wèl en welke niét meegewogen worden.

¹³ Merk op dat de waarde die gerapporteerd is in het kostenonderzoek (ECN-N--17-011, april, 2017) onjuist is.

Tabel 27: Overzicht wel- en niet meegenomen kosten windenergie

Meegewogen kosten	Investeringskosten	Windturbine
		Transport, opbouw en kranen
		Fundering (inclusief heipalen)
		Elektrische infrastructuur in het park
		Netaansluiting
		Civiele infrastructuur
		Bouwrente
		CAR-verzekering tijdens de bouw
		Verwijderingskosten aan het einde van de levensduur
	Variabele operationele kosten	Grondkosten
		Garantie- en onderhoudscontracten
	Vaste operationele kosten	Garantie- en onderhoudscontracten
		Verzekeringen (WA, machinebreuk, stilstand)
		Netinstandhoudingskosten
	Eigenverbruik	
	OZB	
	Beheer	
	Land- en wegenonderhoud	
Niet meegewogen kosten	Participatiekosten	
	Gebiedsgebonden bijdrage	
	Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden	
	Kosten voorbereidingstraject	Inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

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 Figuur 1. 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 de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Bij nieuwe windprojecten wordt veelal gebruik gemaakt van nieuwe types windturbines die bij dezelfde windsnelheden een aanzienlijk groter aantal vollasturen realiseren dan eerder aangenomen, dit heeft een substantieel effect op de daling van de basisbedragen. Hiervoor is gekeken naar de vermogenskrommes van een groot aantal verschillende windturbintypes die op de markt verkrijgbaar zijn voor een specifieke windklasse. Hierbij is telkens uitgegaan van de laagste windsnelheid in de gestelde windklasse.

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*.

Technisch-economische parameters

Voor de berekeningen van de SDE+ 2018 voor windenergie zijn verschillende uitgangspunten gehanteerd en aannames gedaan, die hierboven zijn beschreven. De hieruit resulterende technisch-economische parameters staan in Tabel 28. De parameters worden in de onderstaande tekst nader toegelicht.

Tabel 28: Technisch-economische parameters voor windenergie op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Grootte van het referentiepark	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kW _e]	1200
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	12,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0122
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0019

5.1.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen staan in Tabel 29 en moeten gelezen worden in combinatie met Figuur 1, waarin de Nederlandse gemeenten gedifferentieerd zijn naar windsnelheidscategorieën. De kaart bepaalt voor een project tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend in een bepaalde gemeente. De basisbedragen voor Wind op land zijn gedaald ten opzichte van 2017 ten gevolge van lagere investeringskosten, O&M-kosten en grondkosten.

Tabel 29: Basisbedragen voor Wind op land

Categorie	Vollasturen (uren/jaar)	Basisbedrag (€/kWh)	Kleur gemeenten die mogen indienen
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	3500	0,054	Rood
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	3100	0,059	Oranje
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2750	0,064	Groen
Wind op land, < 7,0 m/s	2350	0,073	Blauw

In Tabel 30 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 30: Overzicht subsidieparameters Wind op land

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,054-0,073
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"	

5.2 Wind op primaire waterkeringen

5.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de categorie Wind op primaire waterkeringen zijn ECN en DNV GL uitgegaan van windturbines die geplaatst worden binnen de beschermingszones van een primaire waterkering dan wel binnen de kernzone of binnen de beschermingszone aan de waterkant van een primaire waterkering.

Hogere investeringskosten voor Wind op primaire waterkering

Het plaatsen van een windturbine in de categorie Wind op primaire waterkering leidt ten opzichte van de 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 primaire waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Door de daling in de turbineprijzen (zie hoofdstuk 5.1) is evenals voor Wind op land ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan. Voor Wind op primaire waterkering worden de investeringskosten verlaagd naar 1370 €/kW.

Tabel 31 toont de technisch-economische parameters voor Wind op primaire waterkeringen. Deze parameters zijn, op de investeringskosten na, gelijk aan die van de categorie wind op land. Een toelichting hierop volgt in onderstaande tekst. Voor een toelichting op de overige parameters (en de rekenmethode) wordt verwezen naar hoofdstuk 5.1 over windenergie op land.

Tabel 31: Technisch-economische parameters voor Wind op primaire waterkering

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kW _e]	1370
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	12,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0122
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0019

5.2.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen voor Wind op primaire waterkering staan in Tabel 32 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 primaire waterkering, $\geq 8,0$ m/s' (met een basisbedrag van 0,058 €/kWh) tegen een project specifiek maximum aantal vollasturen.

Tabel 32: Basisbedragen Wind op primaire waterkering

Categorie	Vollasturen (uren/jaar)	Basisbedrag [€/kWh]	Kleur gemeenten die mogen indienen
Wind op primaire waterkering, $\geq 8,0$ m/s	3540	0,058	Rood
Wind op primaire waterkering, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	3180	0,063	Oranje
Wind op primaire waterkering, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	2830	0,069	Groen
Wind op primaire waterkering, $< 7,0$ m/s	2470	0,077	Blauw

In Tabel 33 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. De basisbedragen voor Wind op primaire waterkeringen zijn gedaald ten opzichte van 2017 ten gevolge van lagere investeringskosten, O&M-kosten en grondkosten.

Tabel 33: Overzicht subsidieparameters Wind op primaire waterkering

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,058-0,077
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"	

5.3 Wind in meer, water ≥ 1 km²

5.3.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor Wind in meer is gerekend met een parkgrootte van 150 MW. Door de grootte van het park zijn de zogverliezen, de effecten van windschaduw, hoger dan bij het referentiepark van 50 MW. In deze categorie wordt gerekend met een totaal van 17% opbrengstverliezen in plaats van de 13% die geldt voor de categorie Wind op land (veroorzaakt door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine performance, environmental losses en curtailment). Er is gerekend met een windsnelheid van 8,5 m/s, omdat aangenomen is dat projecten voor Wind in meer geplaatst worden in water waarboven een relatief hoge gemiddelde windsnelheid heerst. De opbrengst voor het bepalen van de basisbedragen voor Wind in meer is in dit eindadvies opgehoogd ten opzichte van de aannahme voor het conceptadvies. Het indienen van een project gebeurt, net als bij de twee overige wind-categorieën, tegen een projectspecifiek maximum aantal vollasturen.

Door de daling in de turbineprijzen (zie paragraaf 5.1) is evenals voor Wind op land ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan; deze zijn gedaald naar 2420 €/kW. De garantie- en onderhoudskosten voor de turbines wordt verlaagd naar 0,0115 €/kWh. Hier bovenop komen grondvergoedingen van 0,0032€/kWh, conform de beschrijving in paragraaf 5.1.1, zodat de totale variabele O&M-kosten op 0,0147 €/kWh uit komen.

De vaste kosten bestaan uit de verzekeringskosten, netinstandhoudingskosten, kosten voor eigenverbruik, OZB, kosten voor beheer en kosten voor onderhoud van de Balance of Plant. Voor Wind in meer zijn de kosten voor het onderhoud van de Balance of Plant hoger dan voor Wind op

land, wat ook geldt voor de verzekeringskosten en de OZB door de hogere investeringskosten. De vaste kosten worden gesteld op 24 €/kWh.

Tabel 34 toont de technisch-economische parameters voor Wind in meer. Deze parameters wijken af van de parameters gehanteerd voor Wind op land. Een toelichting op de afwijkende parameters is te vinden in bovenstaande tekst.

Tabel 34: Technisch-economische parameters Wind in meer

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Installatiegrootte	[MW]	150
Vollasturen	[uren/jaar]	4050
Investeringskosten	[€/kW _e]	2420
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e /a]	24,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0147
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0019

5.3.2 Overzicht basisbedragen

Het resulterende basisbedrag voor Wind in meer en enkele andere subsidieparameters staan in Tabel 35. Evenals voor de andere windenergiecategorieën is voor Wind in meer de vollasturencap afgeschaft, maar geldt een projectspecifieke vollasturencap. Voor Wind in meer is géén winddifferentiatie van toepassing, aangezien er verwacht wordt dat Wind-in-meerprojecten alleen in de windrijkere delen van Nederland ontwikkeld worden. Het basisbedrag is gedaald ten opzichte van 2017 ten gevolge van lagere investeringskosten, O&M kosten en grondkosten en omdat de opbrengstverwachting voor Wind in meer is opgehoogd.

Tabel 35: Overzicht subsidieparameters Wind in meer

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,085
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"	

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; Basislast(paragraaf 6.1)
- Geothermie warmte ≥ 500 meter; Stadsverwarming (paragraaf 6.2)
- Geothermie warmte ≥ 3500 meter (paragraaf 6.3)
- Geothermie warmte – projectuitbreiding met een derde put (paragraaf 6.4)
- Geothermische warmte - gesloten systeem in verlaten gasput (paragraaf 6.5)

De specifieke uitgangspunten voor Geothermie zijn te vinden in Bijlage C.

6.1 Geothermie warmte ≥ 500 meter; Basislast

In deze paragraaf wordt het advies voor de categorie voor geothermie ten behoeve van lage temperatuurwarmte nader toegelicht. Hiermee is deze categorie representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische warmteprojecten, met name in de glastuinbouw, maar ook is deze categorie representatief voor geothermie die gebruik maakt van verlaten olie- of gasputten. Deze categorie betreft projecten met een grote jaarlijkse warmtevraag en kent daarmee een hoog aantal vollasturen. Stadsverwarmingstoepassingen kennen een beperktere warmtevraag gedurende een deel van het jaar en daarmee een lager aantal vollasturen. Voor deze toepassing is een separate doorrekening opgenomen.

Parameters met een grote invloed op het thermisch bronvermogen voor de geothermie projecten in deze categorie zijn onder andere de brontemperatuur (gerelateerd aan onder andere de boordiepte van het doublet), retourtemperatuur en het debiet van de vloeistofstromen (gerelateerd aan onder andere de aquifer-eigenschappen en de diameter van de productie- en injectiebron). Zowel de boordiepte als de putdiameter hebben een grote invloed op het investeringsbedrag voor geothermische projecten.

Tijdens de ontwikkeling van het SDE+ advies voor 2018 is er een uitgebreid onderzoek geweest naar de kosten en andere parameters van gerealiseerde en ingediende geothermieprojecten (kostenbevindingsnotitie ECN-N-17-010). Op basis van de uitgevoerde analyse blijkt voor de

gerealiseerde projecten dat het werkelijke productievermogen afwijkt van het beschikte productievermogen. Op basis van deze analyse is voor de referentie aangenomen dat het werkelijke productie vermogen gemiddeld 75% bedraagt van het beschikte geothermische vermogen¹⁴. Er kunnen verschillende redenen zijn, waardoor in de praktijk het productievermogen lager ligt dan het beschikte vermogen. Zo wordt de P50 waarde van het beschikte vermogen gebaseerd door onder andere een maximaal toelaatbare pompdruk, terwijl in de praktijk mogelijk niet altijd op deze maximale pompdruk wordt geopereerd, maar dat een bepaalde COP leidend is voor de operationele bedrijfsvoering. Daarnaast kennen geothermisch projecten mogelijk ook een begrenzing in de afzet van de geproduceerde warmte.

Voor de berekening van het basisbedrag voor het SDE+ advies 2018 zijn de gegevens van de in het bovengenoemde kostenonderzoek geanalyseerde projecten (dit zijn zowel gerealiseerde als aangevraagde projecten) gebruikt om ze over drie verschillende vergelijkingsprojecten te verdelen. Deze zijn opgesteld op basis van verschillende boordieptes (2300 en 3000 meter) en verschillende putdiameters (5,5 en 8,5 inch). Het bronvermogen voor de verschillende vergelijkingsprojecten varieert hierdoor tussen 10 en 17 MW. Bij de berekening van het basisbedrag voor SDE+ 2018 is hiernaast ook rekening gehouden met projecten met grotere bronvermogens. Voor een SDE+ aanvraag binnen deze categorie is echter de diepte leidend en komen projecten met zowel kleinere als grotere bronvermogens in aanmerking voor SDE+ binnen deze categorie. Voor de vergelijkingsprojecten zijn kosten voor een warmtetransportleiding meegenomen, gebaseerd op de bevindingen uit het kostenonderzoek.

Voor geothermie uit olie en gasputten zijn de volgende varianten doorgerekend;

- Verlaten olie of gas-put dient als injectieput in een geothermisch doublet: Verlaten olie of gasputten kunnen worden ingezet als *injectieput*, waarbij de ‘production tubing’ en ‘packer’ verwijderd dient te worden uit de verlaten put. Hierna dient een opening gemaakt te worden naar het geothermisch reservoir. Het boren van een extra productieput is hierbij dan noodzakelijk.
- Twee verlaten olie of gasputten dienen als geothermisch doublet: Situaties waarbij een geothermisch doublet samengesteld kan worden uit twee verlaten putten, lijken zeldzaam en zijn sterk locatieafhankelijk, met name voor de onderlinge afstand tussen beide putten, een geologisch geschikte ondergrond voor geothermie projecten en nog meer van het voorhanden zijn van een voldoende grote nabije warmtevrage. Bij de bestaande gasputten dient de *production tubing* en *packer* verwijderd te worden. Vanuit de bestaande gasputten dient een opening gemaakt te worden naar het geothermisch reservoir.

Bij de berekening van bovengenoemde varianten, is geen rekening gehouden met de opbrengsten van eventuele bijvangst van olie of gas, uit een verlaten olie- of gasput, omdat ervan uit gegaan is dat bij aanvraag voor SDE+ subsidie voor geothermie, deze bijvangst minimaal tot nihil dient te zijn. Er wordt geen advies voor de SDE+ uitgebracht over het inzetten van extractie van geothermische warmte uit een olieput (enhanced oil recovery)¹⁵.

¹⁴ Het beschikte geothermisch vermogen is gebaseerd op de aangevraagde P50 waarde van de gerealiseerde projecten. Het werkelijke productie vermogen is gebaseerd op het maximale vermogen genomen van het gemiddelde vermogen over zes wintermaanden. Hierbij is uitgegaan van door TNO aangegeven productie gegevens, over meerdere jaren.

¹⁵ *Extractie van geothermische warmte uit olieput (enhanced oil recovery)*; Indien in een olieveld een waterdruk wordt aangebracht, ten behoeve van het delven van aardolie, zal na enige tijd (bijvoorbeeld 20 jaar) de hoeveelheid water aan de productiezijde toenemen. Geothermische warmte kan hierbij gewonnen worden. Over deze variant wordt geen advies uitgebracht.

Voor het concept SDE+ advies 2018 zijn voor geothermie uit verlaten olie- en gasputten de basisbedragen doorgerekend. Omdat deze bedragen in lijn lagen met die van een regulier doublet, wordt geothermie uit verlaten olie- en gasputten hier meegenomen.

Zoals hieronder nader wordt toegelicht is één van de belangrijke parameters om de CAPEX per kW en de OPEX per kW te bepalen, het te verwachte bronvermogen. Op dit moment zijn er nog geen daadwerkelijke geothermie aanvragen voor olie- of gasputten gedaan, waardoor specifieke marktervaringsgetallen op dit moment nog ontbreken. De variatie in de verwachte bronvermogens veroorzaakt een spreiding op deze CAPEX en OPEX waarden per kW, en daarmee ook op het basisbedrag. Voor de optie verlaten olie- of gasputten dienend als geothermisch doublet' geldt dat projecten die in deze categorieën vallen ook uit zullen kunnen in deze categorie voor geothermische warmte ≥ 500 meter. Dit omdat de berekende basisbedragen voor de optie verlaten olie- of gasputten in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de reguliere geothermische doublet projecten.

Het basisbedrag voor deze categorie is vastgesteld aan de hand van de referentiecasse zoals weergegeven in Tabel 36 en Tabel 37, waarbij ook de volgende kenmerken van belang zijn:

- Er is geen restwaarde meegenomen aan het eind van de SDE+-looptijd van 15 jaar.
- Er worden kosten gereserveerd voor installaties ter afvangst van olie en gas;
- De door de SDE+ regeling gevraagde geologische rapportage valt onder de projectvoorbereidingskosten en is derhalve niet meegenomen in de referentiecasse.

Tabel 36 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasse van deze categorie, met een verwacht werkelijk bronvermogen van 14 MW. In Tabel 37 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Op basis van gerealiseerde productie uit bestaande geothermieprojecten, uitsluitend in de glastuinbouw, is voor deze categorie het aantal vollasturen gesteld op 6000. De investeringen en onderhoudskosten zijn gebaseerd op kosten zoals opgegeven ten tijde van de SDE+ beschikkingsaanvragen bij RVO.

Tabel 36: Technisch-economische parameters voor Geothermie warmte ≥ 500 meter

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	14
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	1626
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	111
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th_output/a}]	0,0019

Tabel 37: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte ≥ 500 meter

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,053
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

6.2 Geothermie warmte \geq 500 meter; Stadsverwarming

In deze paragraaf wordt het advies voor de categorie voor geothermie ten behoeve van geothermische warmte voor stadsverwarming nader toegelicht.

Specifiek voor stadsverwarmingsprojecten, ten opzichte van de kenmerken gepresenteerd onder generieke categorie 'geothermie warmte \geq 500 meter, basislast' zijn het lager aantal vollasturen. De retourtemperatuur zou in het geval van hoge temperatuur stadsverwarmingsnetten hoger kunnen liggen dan de gehanteerde 35° C. Geothermieprojecten met als enkel doel het voeden van stadsverwarmingsnetten zullen daardoor vaak per kWh duurder uitvallen. De techno-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn gegeven in onderstaande Tabel 38 en Tabel 39. Dit betreft een nieuwe categorie ten opzichte van de SDE+ in 2017.

Voor deze categorie (*Geothermie warmte \geq 500 meter; Stadsverwarming*) adviseren ECN en DNV GL als voorwaarde op te nemen dat ten minste 90% van de geproduceerde warmte direct aan een stadsverwarmingsdistributienetwerk geleverd wordt. Middels deze voorwaarde wordt dan uitgesloten dat geothermische projecten met een hoger aantal vollasturen (zoals bijvoorbeeld projecten in de glastuinbouwsector) aanspraak kunnen maken op het hogere basisbedrag van deze categorie.

Tabel 38: Technisch-economische parameters voor Geothermie warmte \geq 500 meter; Stadsverwarming

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	11
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	3500
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	2359
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	89
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th_output/a}]	0,0019

Tabel 39: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte \geq 500 meter; Stadsverwarming

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,106
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

6.3 Geothermie warmte \geq 3500 meter

Deze categorie richt zich op hogere temperatuurtoepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het doublet. Voor deze categorie zijn meerdere configuraties doorgerekend. Drie theoretische vergelijkingsprojecten zijn hierbij nader bekeken, waarbij de boordiepte 3700, 4000 en 6000 meter bedraagt en de diameter van de put van 8½ inch. Het bronvermogen voor de verschillende cases varieert hierdoor tussen de 15 en 27 MW, maar voor een SDE+-aanvraag is de diepte leidend en mogen projecten met zowel kleinere als grotere vermogens aanvragen in deze categorie. Voor deze drie vergelijkingsprojecten is een warmtetransportleiding meegenomen, waarvan de lengte varieert van 0,5 kilometer voor het kleinste project tot 4 kilometer voor het project met het hoogste bronvermogen. Vanwege de grotere boordiepte zijn ook kosten voor reservoirstimulatie meegenomen ter hoogte van 4 miljoen euro per doublet.

Voor deze vergelijkingsprojecten is voor ieder van de configuraties de kostprijs uitgerekend. Deze laten vrijwel eenzelfde kostprijs per kWh zien. Het basisbedrag voor deze categorie is vastgesteld op de referentiecasse, zoals weergegeven in Tabel 40 en Tabel 41, waarbij de volgende kenmerken van belang zijn:

- De bouwrente van een constructieperiode van twee jaar is verdisconteerd in de investeringskosten;
- Er is geen restwaarde meegenomen van de investeringskosten aan het eind van de SDE+-looptijd van 15 jaar. Ervaring uit het buitenland leert dat geothermiebronnen veelal langer kunnen blijven produceren.
- Er worden kosten gereserveerd voor installaties ter afvangst van olie en gas;
- De door de SDE+-regeling gevraagde geologische rapportage valt onder de projectvoorbereidingskosten en is derhalve niet meegenomen in de referentiecasse.

Tot en met het voorjaar 2017 zijn er geen projecten aangevraagd die werkelijk onder deze categorie vallen. Daarom is het niet mogelijk uitspraken te doen over mogelijke aanpassingen van de aannames ten opzichte van het Eindadvies SDE+ 2017. Ook kunnen er geen gefundeerde herberekeningen voor deze categorie afgeleid worden uit de bevindingen van het kostenonderzoek naar de eerste categorie. De gehanteerde waarden uit het Eindadvies SDE+ 2017 zijn dus behouden voor het advies voor 2018.

Tabel 40 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasse van deze categorie, met een boordiepte van 3700 meter en een bronvermogen van 15 MW. Zie ook Tabel 39 voor overige subsidieparameters. In Tabel 41 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbedrag voor Geothermie warmte \geq 3500 meter is licht gestegen ten opzichte van 2017.

Tabel 40: Technisch-economische parameters Geothermie warmte ≥ 3500 meter

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	15
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	2393
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output} /a]	86
Variabele O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	0,0076

Tabel 41: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte ≥ 3500 meter

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,060
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

6.4 Geothermie warmte; projectuitbreiding met een extra put

Geothermische projecten kunnen hun vermogen en dus duurzame warmteproductie vergroten door het uitbreiden van het bestaande project met een extra put. Als referentie voor deze categorie is er uitgegaan van een uitbreiding van een doublet met een extra, derde put. Door het boren van een extra put zal het geothermisch doublet veranderen in een geothermisch triplet. Uitbreiding van bestaande projecten, niet beperkt tot een doublet, met een extra put kunnen ook onder deze categorie ingediend worden.

Qua configuratie is er voor de referentie van uit gegaan dat de derde put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Waar een doublet bestaat uit een productie- en injectieput, heeft een triplet twee productieputten en één injectieput, of twee injectieputten en één productieput. Die uitbreiding kan dus zowel een productie- als injectieput zijn. Naast de boorkosten voor het boren van de derde put zijn ook de benodigde bovengrondse aanpassingen meegenomen bij de bepaling van het voorgestelde basisbedrag. Dit zijn bijvoorbeeld kosten voor de pompen, warmtewisselaars, warmtetransportleiding en uitbreiding van de installatie voor olie- en gasafvangst. Ook vereist de uitbreiding vaak aanpassingen, en dus kosten, aan de ondergrondse infrastructuur van de bestaande putten.

Het extra debiet dat wordt gerealiseerd door het boren van een extra put, kent verscheidene onzekerheden die een significant effect kunnen hebben op de kostprijs. Echter, een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentie case is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op de huidige SDE+ beschikingsaanvragen en de theoretische rekenmodellen. Op basis van deze gegevens is het mogelijk dat er een verdubbeling van het vermogen gerealiseerd wordt door het in gebruik nemen van een derde put bij een bestaand doublet.

De onderhoudskosten (OPEX per kW) voor een dergelijke derde put wijken niet af van die van een doublet. Uit de projectaanvragen blijkt dat het boren van een extra put vaak een beduidende vermogenstoename realiseert. Maar net zoals bij doubletten bestaat de kans dat het producerend vermogen niet het niveau haalt van het aangevraagde vermogen. Ook hier wordt een factor van 75% gehanteerd om de CAPEX per kW te herleiden.

Tabel 42 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 2200 meter en met een additioneel bronvermogen van 12 MW. Voor derde put projecten zal veelal gelden dat deze alleen worden uitgevoerd, als het debiet gunstig ingeschat kan worden. Hogere debieten in de ondergrond uiten zich ook in een lagere kostprijs. Dit betreft een nieuwe categorie ten opzichte van de SDE+ in 2017. De investeringen en onderhoudskosten zijn gebaseerd op de ingediende SDE+ beschikkingaanvragen bij RVO. Het aantal vollasturen voor deze categorie is gelijk gesteld aan het aantal vollasturen zoals opgenomen in de categorie "Geothermie warmte \geq 500 meter; Basislast". Zie ook Tabel 43 voor overige subsidieparameters.

Tabel 42: Technisch-economische parameters Geothermie warmte, projectuitbreiding met een derde put

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	12
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	654
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output} /a]	111
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th_output}]	0,0019

Tabel 43: Overzicht subsidieparameters Geothermie warmte, projectuitbreiding met een derde put

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,034
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

6.5 Enkele verlaten olie- of gasput als DBHE (Deep Borehole Heat Exchanger)

Voor het concept SDE+ advies 2018 zijn voor geothermie uit onproductieve olie- en gasputten de basisbedragen vastgesteld die vergelijkbaar waren met die onder de eerste categorie 'Geothermie warmte ≥ 500 meter'. Daarom vallen deze projecten onder de categorie reguliere geothermische doublet projecten ≥ 500 m. Echter geothermie uit een enkele verlaten olie- of gasput door middel van een DBHE (Deep Borehole Heat Exchanger) is duurder, waardoor hierover in een aparte categorie wordt geadviseerd.

Eén verlaten olie of gas-put kan worden voorzien van een dubbelwandige en inwendig geïsoleerde buis. Koud water wordt geïnjecteerd in de mantel, en via de inwendige buis wordt het opgewarmde water weer omhoog gepompt. Deze technologie maakt geen gebruik van een geothermisch reservoir, het geïnjecteerde water wordt opgewarmd door convectie. De haalbare temperatuur aan de oppervlakte ligt lager dan bij een open geothermiebron en bedraagt 45 tot 60 graden Celsius. Het bronvermogen ligt hierdoor lager dan bij een geothermische doublet bereikt kan worden (rond de 200-300 kW per put). Een voorwaarde blijft dat het project ≥ 500 m moet halen. Een overzicht van de kenmerken en basisbedrag wordt gegeven in onderstaande Tabel 44 en Tabel 45. Dit zou een nieuwe categorie ten opzichte van de SDE+ in 2017 betekenen.

Tabel 44: Technisch-economische parameters, Enkele verlaten olie- of gasput als DBHE (Deep borehole heat exchanger)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	0,2
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	5748
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	162
Variable O&M-kosten	[€/kWh _{th_output/a}]	0,0019

Tabel 45: Overzicht subsidieparameters Geothermie, enkele verlaten olie- of gasput als DBHE (Deep borehole heat exchanger)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,140
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,054
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,054
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

7. Bevindingen waterzuivering

Uitgangspunt

ECN en DNV GL adviseren om een technologie neutrale subsidiestructuur op te richten die een bandbreedte aan technologieën de mogelijkheid biedt om subsidies aan te vragen voor afval- en rioolwaterzuiveringsinstallaties (AWZI/RWZI). Dit advies is mede tot stand gekomen na discussie met de Unie van Waterschappen en het ministerie van Economische Zaken.

Aangezien mesofiele vergisting van primaire slib al een positieve businesscase heeft (dus geen subsidies nodig heeft¹⁶), is de analyse gericht op technologieën die leiden tot meer biogasproductie, zoals thermofiele gisting van secundair slib, thermische drukhydrolyse (TDH), warmtebehandeling en meertrapsgisting. Onder de nieuwe subsidiestructuur kunnen deze technologieën ook in aanmerking komen voor subsidies.

De berekening van het basisbedrag en de specificaties van de referentietechnologie zijn gebaseerd op de meest kostenefficiënte technologie die ook toegepast zou kunnen worden in het kader van het energiefabriekconcept. De volgende paragrafen presenteren de bevindingen voor de volgende categorieën:

- AWZI/RWZI, gecombineerde opwekking (paragraaf 7.1)
- AWZI/RWZI, hernieuwbaar gas (paragraaf 7.2)
- AWZI/RWZI, hernieuwbaar warmte (paragraaf 7.3).

De specifieke uitgangspunten voor Waterzuivering zijn te vinden in Bijlage C.

Onderbouwing van de keuze voor de referentie-installatie

Zoals vermeld in de inleiding is het basisbedrag technologie neutraal: elke bestaande slibvergistingsinstallatie die biogas produceert of nieuwe installaties die focussen op secundaire slibgisting kunnen in aanmerking komen voor SDE+-subsidies. Er zijn veel technologieën waarvan de toepassing leidt tot meer biogasproductie (en verdere gisting van secundair slib). In dit advies wordt een vergelijking gemaakt tussen verschillende opties om de meest kostenefficiënte technologie te kunnen bepalen die ook toegepast zou kunnen worden in het kader van het energiefabriek-concept. De volgende opties zijn meegenomen in de analyse: uitbreiding mesofiele

¹⁶ De toepassing van slibgisting heeft een veeltal redenen, o.a. de reductie van proceskosten, verbeterde ontwatering en stabilisatie van slib, reductie van pathogene micro-organismen en biogasproductie voor de terugwinning van energie. Om die redenen heeft de vergisting van primair RWZI slibgeen subsidie nodig omdat het onderdeel is van het waterzuiverings- en slibreductieproces.

slibgisting met als doel om ook secundair slib te vergisten, thermofiele gisting van secundair slib, thermische drukhydrolyse (TDH) dat leidt tot een hoger biogasopbrengst per ton vergist slib, meertrapvergisting en warmtebehandelingstechnologieën.

Tabel 46 presenteert de berekeningen van het basisbedrag voor de verschillende technologieën. Er wordt verschil gemaakt tussen het basisbedrag voor de totale biogasproductie en het basisbedrag voor het additioneel geproduceerd biogas (in vergelijking met mesofiele vergisting als onderdeel van het waterzuiveringsproces).

Tabel 46: basisbedragen voor verschillende technieken (WKK)

Type installatie	Eenheid	Basisbedragen op basis van totale biogaslevering	Basisbedragen op basis van extra biogaslevering	Extra biogasopbrengst t.o.v. mesofiele gisting
<i>Uitbreiding mesofiele gisting*</i>	€/kWh	-	0,070	41%
Nieuw thermofiele gisting**	€/kWh	0,049	0,073	55%
<i>Thermische drukhydrolyse**</i>	€/kWh	0,084	0,163	30%
<i>Meertrapgisting*</i>	€/kWh	-	0,147	67%
<i>Warmtebehandeling*</i>	€/kWh	-	0,160	30%

* based on DHV, 2016

** based on STOWA, 2011

TDH, meertrapgisting en warmtebehandeling technologieën komen op hogere basisbedragen uit dan het maximale SDE+-basisbedrag van 0,13 €/kWh voor extra biogasproductie (of het equivalent voor hernieuwbaar gas van 0,092 €/kWh). De resultaten voor uitbreiding van mesofiele slibgisting en realisatie van een nieuwe thermofiele slibgisting liggen in dezelfde orde van grootte en vormen de meest kostenefficiënte technologieën. Als referentietechnologie is gekozen voor een nieuwe thermofiele slibgistingsinstallatie omdat deze representatief wordt geacht voor én uitbreiding van een bestaande installatie voor meer biogasproductie én een nieuwe installatie die zich richt op de vergisting van secundair slib.

7.1 AWZI/RWZI, gecombineerde opwekking

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt waarna het geproduceerde biogas door middel van een WKK-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Het geadviseerde basisbedrag is op dezelfde technisch-economische parameterwaarden gebaseerd als het advies voor 2017. 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 waterzuiveringsproces goedkoper 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.

In Tabel 47 zijn de technische-economische parameters weergegeven. In Tabel 48 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 47: Technisch-economische parameters voor AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
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]	6485
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	-493

Tabel 48: Overzicht subsidieparameters AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,049
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,028
Warmtekrachtverhouding	E:W	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	5729
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,035
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + (TTF + \text{energiebelasting}) / \text{gasketelrendement} \times WK) / (1 + WK)$	

7.2 AWZI/RWZI, Hernieuwbaar gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een thermofiele vergister met een productiecapaciteit van ca. 130 Nm³/uur 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.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. Het rendement van de gasproductie is 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Zie Tabel 49 voor de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas bij de RWZI.

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

Tabel 49: Technisch-economische parameters voor AWZI/RWZI, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Referentie grootte	[kW input]	1900
Vollasturen	[h/a]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	9106
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-676
Rendement gaszuivering	[%]	99,9%

Tabel 50: Overzicht subsidieparameters AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,046
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

7.3 AWZI/RWZI Warmte

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is gebaseerd op thermofiele vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW toegepast. In Tabel 51 staan de technisch-economische parameters van RWZI voor warmte. In Tabel 52 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 51: Technisch-economische parameters AWZI/RWZI (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,9
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	6049
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	-493

Tabel 52: Overzicht subsidieparameters AWZI/RWZI (warmte)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,033
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

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 (paragraaf 8.1)
- Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen) (paragraaf 8.2)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,1 - 5 MWth (paragraaf 8.3)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth (paragraaf 8.4)
- Ketel op vloeibare biomassa (paragraaf 8.5)
- Ketel industriële stoom uit houtpellets (paragraaf 8.6)
- Ketel warmte uit houtpellets > 5 MWth (paragraaf 8.7)
- Gecombineerde warmte en kracht uit industriële stoom uit houtpellets > 5 MWth en < 100 MWe (paragraaf 8.8)
- Thermische conversie van biomassa, < 100 MW_e (paragraaf 8.9)
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen (paragraaf 8.10).

De specifieke uitgangspunten voor Verbranding en vergassing van biomassa zijn te vinden in Bijlage C.

8.1 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa

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

Tabel 53 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 53: Gehanteerde biomassaprijzen voor installaties die SDE+ in 2018 aanvragen

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud	Prijs	Referentieprij
	[GJ/ton]	[€/ton]	[€/GJ]
Vaste biomassa			
Snoei- en dunningshout	9	50	5,6
Houtpellets, ketels	17	170	10,0
B-hout	13	0	0,0
Vloeibare biomassa			
Dierlijk vet	39	610	15,6

Snoei- en dunningshout

Afhankelijk van het project, worden diverse kwaliteiten van biomassa ingezet, van verschillende origine, met verschillende contracteringsvormen en daarmee dus met zeer verschillende prijsstellingen. De referentiebrandstof voor nieuwe installaties voor thermische conversie van vaste biomassa en voor ketels op vaste biomassa is snoei- en dunningshout. De biomassa bestaat uit vers hout (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 referentieprij is 50 €/ton aangenomen ofwel 5,6 €/GJ. Dit is een representatieve prijs voor huidige grootschalige lokale inkoop en zit aan de onderkant van marktprijzen voor kleinschalige inkoop¹⁷. De prijs zit tevens aan de onderkant van de prijsrange van aangekochte gekwalificeerde houtchips uit het buitenland¹⁸. Ten opzichte van het advies van vorig jaar wordt dezelfde prijs gehanteerd.

Houtpellets

Voor de categorieën Ketel industriële stoom uit houtpellets, Ketel warmte uit houtpellets, en Gecombineerde warmte en kracht uit industriële stoom wordt voor de biomassabrandstof uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17 MJ/kg conform de handelsdefinitie. De kosten zijn vastgesteld op 155 €/ton voor levering bij de industriële gebruiker. Deze prijs is gebaseerd op input verkregen vanuit de markt (zowel van pelletproducenten als van energiebedrijven) en openbare bronnen zoals de Argus-index (actuele spotprijzen en *forwards*). De prijs bestaat uit 135 €/ton voor de prijs CIF ARA en 20 €/ton voor de logistieke kosten voor het vervoer van haven naar centrale. Deze kosten bevatten aanvullende opslagkosten (silo's), een extra overslagstap en vervoer per vrachtauto (max 150 km). Daar bovenop komt 15 €/ton brandstofprijsopslag (voor langetermijncontractering en *valutarisico's*). Dit resulteert in prijs van 170 €/ton.

Hierbij is rekening gehouden met een risicopremie, omdat deze prijs gedurende de subsidieperiode van 8 of 12 jaar wordt vastgelegd.

B-hout

B-hout is afvalhout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geleverd, gelakt of verlijmd is. Voornamelijk lijkt het realistisch om aan te nemen dat er in ieder geval een tijdelijk overschot van B-hout is op de Nederlandse markt, hoewel partijen die momenteel B-hout gebruiken ook aangetoond hebben dat dit niet op alle momenten in het jaar het geval was.

¹⁷ Op basis van een groot aantal (vertrouwelijke) bronnen.

¹⁸ Bronnen: Argus, CARMEN

De toename in beschikbaarheid is met name het gevolg van verhoogde bouwactiviteit door de economische groei en van een krimpende spaanplaatindustrie. Aan de andere kant neemt de vraag naar B-hout zeer waarschijnlijk toe. In het Verenigd Koninkrijk (en mogelijk ook België) zal de komende jaren extra capaciteit online komen voor het omzetten van afvalhout in energie. Het is, op basis van de huidige globale inventarisatie van beïnvloedende factoren, niet te voorspellen of de toename in afvalhout door de groei van de bouwsector (of andere economische sectoren) in Nederland en omliggende landen, in combinatie met een afname aan vraag vanuit de spaanplaatensector en de toename in capaciteit in met name het Verenigd Koninkrijk, echter niet vast te stellen hoe structureel dit overschot is. Om te vermijden dat de SDE+ regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat storten cq verbranden in een AVI het alternatief is, wordt een prijs van 0€/ton voor B-hout toegepast.

Vanuit de markt is er interesse getoond om B-hout te vergassen voor de productie van SNG.

8.1.1 Vloeibare biomassa

Uit de bevindingen eerder dit jaar blijkt dat de prijs van vloeibare oliën sterk kan variëren afhankelijk van herkomst, type en gebruik. Uit een beperkte steekproef uitgevoerd eerder dit jaar blijkt dat voor gerealiseerde projecten dierlijke vetzuren gecontracteerd kunnen worden voor een minimale prijs tussen 420 en 530 €/ton. Wanneer we rekening houden met een prijs van 470 €/ton nu, maar tevens de afgelopen vijf jaar beschouwen via een vijfjarig gemiddelde, levert dit een prijs van 574 €/ton. Hierbij wordt er gerekend met een stookwaarde van 39 GJ/ton. Voor plantaardige oliën is er een goed ontwikkelde internationale markt. De prijzen voor deze oliën liggen echter hoger dan de prijs voor dierlijke vetten. Pyrolyse-olie is niet meegenomen in deze analyse.

Per 1 juli 2017 vervalt de accijnsvrijstelling voor vloeibare biomassa. Dat leidt ertoe dat betrokken bedrijven waarschijnlijk het accijnstarief van stookolie à 0,0364 €/kg moeten betalen, ofwel 36,4 €/ton. Daarom wordt gerekend met een netto biomassaprijs van 610 €/ton.

8.2 Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen)

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: vergassings-, gasreinigings- en gasopwaarderingsinstallatie. In de vergassingsinstallatie wordt vaste biomassa omgezet in gasvormige brandstof, syngas genoemd. In de gasreinigingsinstallatie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Tenslotte wordt het gas opgewaardeerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG) waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een vermogen van 21 MW_{th,uit} aan hernieuwbaar gas. Dit is een beperkte schaalvergroting ten opzichte van vorig jaar. Dit is een typische schaalgrootte voor een eerste grootschalig commercieel project. Het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG is gesteld op 65%. Dit rendement is gelijkgesteld aan het advies van vorig jaar en wordt bevestigd door recente bevindingen. Hogere rendementen lijken op langere termijn wel haalbaar. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien; wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Er wordt uitgegaan van een relatief laag aantal van 7500 vollasturen per jaar omdat de combinatie van een houtvergasser en een gasopwaarderingsinstallatie zorgt voor een complexe productie-installatie. Het aantal projecten dat momenteel in ontwikkeling is, is zeer beperkt. Recente kostengegevens uit deze projecten laten zien dat de geschatte investeringskosten en operationele kosten lager zijn dan aangenomen

in voorgaande jaren. Op basis hiervan en op basis van aanvullende recente marktinformatie worden de investeringskosten bepaald op 3250 €/kW_{output}. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. De O&M kosten worden op basis van de recente marktinformatie bepaald op naar 285 €/kW_{output}. Zie Tabel 54 voor de technisch-economische parameters. In Tabel 55 is het basisbedrag weergegeven. Daarnaast staan in deze tabel ook de basisprijs, de contractkosten, het correctiebedrag.

Tabel 54: Technisch-economische parameters vergassing van biomassa (≥95% biogeen) en B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2018 B-hout
Referentiegrootte	[Nm ³ /h output]	2387	2387
Vollasturen	[h/a]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW _{output}]	3250	3250
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{output}]	285	285
Energie-inhoud substraat	[GJ/ton]	9	13
Grondstofkosten	[€/ton]	50	0

Tabel 55: Overzicht subsidieparameters Biomassavergassing (≥95% biogeen) en B-hout (≥95% biogeen)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018 (≥95% biogeen)	Advies SDE+ 2018 B-hout
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,125	0,095
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF (HHV)		

8.3 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,1 – 0,5 MW_{th} en 0,5 - 5 MW_{th}

De referentie-installatie voor de vermogensklassen 0,1 – 0,5 MW_{th} en 0,5 - 5 MW_{th} is een heet-waterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout (houtsnippen) ingezet worden als referentie-brandstof. Er is rekening gehouden met investeringen die nodig zijn voor rookgasreiniging in het kader van het Activiteitenbesluit. Zo is er voor installaties >1 MW_{th} een stoffilter meegenomen. Uitgaande van de verruiming van de NO_x-emissie-eis van installaties met een vermogen tussen 1 en 5 MW_{th} in het activiteitenbesluit is er geen DeNO_x-installatie benodigd voor deze categorie.

Om de categorie (beide vermogensklassen) zo goed mogelijk aan te laten sluiten bij het merendeel van de projecten is het aantal veronderstelde vollasturen gezet op 3000 uur. Uit het kostenbevindingsonderzoek blijkt dat deze vollasturen niet altijd gehaald worden, echter, er zijn ook projecten die meer vollasturen halen. Als gemiddeld aantal vollasturen is 3000 uur genomen.

De investeringskosten voor de ketels in de vermogensklasse 0,1 – 0,5 MW_{th} waren gesteld op 510 €/kW_{th} output en de vaste operationele kosten op 34 euro/kW. Uit de marktconsultatie bleek echter dat voor deze installaties soms bijkomende kosten gemaakt dienen te worden voor civiele werken die noodzakelijk zijn voor de installatie (behuizing ketel, brandstofopslag). Op basis van ontvangen projectinformatie bedragen deze civiele kosten gemiddeld 15% van de investeringen.

Voor het advies SDE+2018 worden bijgevolg de investeringskosten opgehoogd naar 585 €/kW, de operationele kosten blijven behouden. Het referentievermogen blijft 300 kW.

Voor de ketels in de vermogensklasse 0,5 – 5 MW_{th} kwam uit de kostenbevindingsstudie naar voren dat de gemiddelde investeringskosten voor een installatie op houtsnippers per kW output lager liggen dan het bedrag van het eindadvies 2017, gemiddeld 400 €/kW in plaats van 480 €/kW. Ook de gemiddelde vaste operationele kosten liggen lager, 28 €/kW in plaats van 34 €/kW. De kosten vertonen wel een grote spreiding. Uit het onderzoek bleek ook dat er kostenverschillen zijn tussen installaties op houtsnippers en die op pellets. Installaties op pellets zijn gemiddeld iets kleiner in vermogen en gemiddeld iets duurder. Echter ook hier treden grote spreidingen op in kosten voor eenzelfde vermogen. Om aanvragen voor beide types installaties mogelijk te houden binnen één categorie wordt het investeringsbedrag behouden op 480 €/kW, het referentievermogen wordt wel verhoogd naar 950 kW. De operationele kosten worden verlaagd naar 28 €/kW en de brandstofkosten voor snippers worden gelijk gehouden op 50 €/ton.

Tabel 56 geeft de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa. In Tabel 57 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Voor de kleinere ketels wordt geadviseerd een hoger correctiebedrag te hanteren, vanwege een groter mogelijk voordeel uit vermeden energiebelasting.

Tabel 56: Ketels op vaste biomassa 0,1-0,5 MW_{th} en 0,5-5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018 0,1-0,5 MW _{th}	Advies SDE+ 2018 0,5-5 MW _{th}
Thermisch outputvermogen	[MW _{th,output}]	0,30	0,95
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	585	480
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th,output}]	34	28
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/ton]	50	50

Tabel 57: Overzicht Subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,1-0,5 MW_{th} en 0,5-5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2018 0,1-0,5 MW _{th}	Advies SDE+ 2018 0,5-5 MW _{th}
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,061	0,055
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,054	0,029
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,054	0,029
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement		

8.4 Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}

Net als in het SDE+2017-advies wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een snoeihout-gestookte stoomketel. De installatie heeft een referentie-grootte van 10 MW_{th} output. Het snoeihout wordt ontvangen en opgeslagen in bunkers (voorraad voor enkele dagen tot een week). Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar een verbrandingsrooster waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De warmte wordt geleverd aan nabijgelegen industrie of middels een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet. 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 voor de categorie 0,5-5 MW_{th} betreffende aanvullende biomassaopslag en stoffilters. Tenslotte ziet men in de praktijk dat volledige civiele werken nodig zijn, inclusief funderingen, gebouwen en weegbruggen. Bovendien is de aansluiting van de installatie op een warmtenet meegenomen. Niet meegenomen is eventueel aanvullend leidingwerk buiten de poort van de installatie.

Op basis van de bevindingen eerder dit jaar¹⁹, zijn de investeringskosten daarom verhoogd naar 850 €/kW_{th} output. Vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbesteed) onderhoud en tevens 0,5 fte aan loonkosten voor bedrijfsvoering. Op basis van de bevindingen en om beter aan te sluiten bij de realiteit worden de vaste O&M-kosten verlaagd naar 52 €/kW_{th} output, tevens worden de variabele kosten verhoogd naar 0,0043 €/kWh_{th} output.

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering of stoomlevering 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 (≥5 MW) is weergegeven in Tabel 58. In Tabel 59 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 58: Technisch-economische parameters voor Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	850
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh _{th_output}]	0,0043
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0
Brandstofprijs	[€/ton]	50

Tabel 59: Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,051
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

¹⁹ Zie website ECN: <https://www.ecn.nl/nl/samenwerking/sde/sde2018/>

8.5 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door ketels op vloeibare biomassa, zoals bijvoorbeeld dierlijk of plantaardig vet. Als referentiebrandstof is gekozen voor dierlijk vet. Voor de investeringskosten wordt uitgegaan van het gebruik van een bestaande ketel, waarbij de branders in de ketel vervangen worden. Tevens wordt rekening gehouden met bijbehorend leidingwerk. Om aan het Activiteitenbesluit te kunnen voldoen wordt tevens rekening gehouden met een SNCR en doekenfilter. 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. De vaste O&M kosten omvatten de kosten voor de bedrijfsvoering en onderhoud van de (omgebouwde) ketel.

In Tabel 60 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa. In Tabel 61 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 60: Technisch-economische parameters voor Ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	65
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	21
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	39,0
Brandstofprijs	[€/ton]	610

Tabel 61: Overzicht subsidieparameters Ketel op vloeibare biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,073
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

8.6 Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MW_{th}

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De opslag vindt plaats in silo's. Net als vorig jaar wordt geadviseerd de ondergrens op 5 MW_{th} te zetten.

De referentieketel is een 30 bar stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MW_{th}. Daarmee is de schaalgrootte van de ketel kleiner dan die van het afgelopen jaar, en vormt deze een gemiddelde van een aantal geplande projecten. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. De markt heeft aangegeven dat de ketel aanzienlijk meer dan 7000 uur kan leveren in basislastbedrijf. Daarom is het aantal vollasturen warmteafzet verhoogd van 7000 naar 8500 uur per jaar. De investeringskosten van de referentie-installatie waren vorig jaar 560 €/kW_{th} output met bijbehorende O&M-kosten van 36 €/kW_{th} output. In dit advies worden de volledige bouwkundige kosten meegenomen, en wordt tevens de schaalverkleining meegenomen. Dientengevolge worden de investeringskosten gesteld op 800 €/kW_{th}. Hierbij wordt rekening gehouden met een pelletopslag van ongeveer 4 dagen. Er wordt tevens uitgegaan van een SCR installatie voor de reductie van NO_x. De vaste O&M-kosten bij deze categorie zijn verhoogd ten opzichte van vorig jaar naar 48 €/kW_{th} output en omvat onder meer kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering (centrale wacht, waarvoor 2 fte voor rekening komt van de ketel).

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in Tabel 62. In Tabel 63 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 62: Technisch-economische parameters voor Ketel industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	20
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	8500
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	800
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	48
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17,0
Brandstofprijs	[€/ton]	155
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	15

Tabel 63: Overzicht subsidieparameters Ketel industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,066
Looptijd subsidie	[jaar]	8
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

8.7 Ketel warmte uit houtpellets > 5 MW_{th}

Voor deze categorie is de referentie-installatie een heetwaterketel die warmte levert aan een stadsverwarmingsnet. Houtpellets worden ingezet als referentiebrandstof. De opslag vindt plaats in silo's. Net als bij de industriële stoomketels wordt geadviseerd de ondergrens op 5 MW_{th} te zetten. De referentieketel is een warmwaterketel met een leveringsvermogen van 15 MW_{th}. Dit is een typisch vermogen voor een (hulp)warmteketel in een (stads)verwarmingsnet. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Het aantal vollasturen van een dergelijke ketel kan sterk variëren. Er wordt vanuit gegaan dat de ketel een groot deel van de basislast afdekt en daarom wordt er gerekend met 7000 vollasturen.

De pellets worden per vrachtwagen ontvangen en in een silo geblazen. Er wordt uitgegaan van een silo-opslag met een capaciteit voldoende voor een week vollastbedrijf. De pellets worden in een hamermolen tot stof vermalen. Het stof wordt vervolgens in een heetwaterketel verstoekt. Naast alle mechanische componenten worden volledige bouwkundige kosten meegenomen. De investeringskosten worden daarbij gesteld op 690 €/kW_{th}.

Deze installatie wordt automatisch gestuurd. De vaste O&M-kosten bij deze categorie zijn geschat op 5% van de investering, te weten 35 €/kW_{th} output. Deze specifieke kosten omvatten onder meer kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering (op afstand bestuurde ketel waarvoor 1 fte nodig is).

Overeenkomstig de categorieën “Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW_{th}” en “Thermische conversie <100 MWe” wordt gerekend met een subsidieduur van 12 jaar. Al deze categorieën hebben als uitgangspunt dat ze een stadsverwarmingsnet of een lokale warmteafnemer van warmte voorzien.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in Tabel 64. In Tabel 65 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 64: Technisch-economische parameters voor Ketel warmte uit houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	15
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	690
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	35
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17,0
Brandstofprijs	[€/ton]	155
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	15

Tabel 65: Overzicht subsidieparameters Ketel warmte uit houtpellets

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,063
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,022
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

8.8 Gecombineerde warmte en kracht uit industriële stoom uit houtpellets > 5 MW_{th} en < 100 MW_e

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert van 60 bar en waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De stoom wordt vervolgens geëxpandeerd naar 20 bar. Deze expansiestap wordt uitgevoerd met een tegendrukstoomturbine. De turbine zet de expansie energie om naar elektriciteit. Uitgaande van een ketel-uitlaatdruk van 60 bar en een procesdruk van 20 bar wordt een warmte-krachtverhouding van 10:1 gehanteerd. Dit betekent dat een dergelijke installatie 20 MW_{th} output aan proceswarmte levert en tevens 2 MW aan elektriciteit.

De meerkosten voor een dergelijke opstelling bestaan uit een duurdere ketel als gevolg van de hogere stoomdrukken. Tevens moet er rekening gehouden worden met stoomzijdige inpassingen, de stoomturbine, generator, elektrische bekabeling, aansturing, aanvullende bouwkundige kosten en inkoppeling in het elektriciteitsnet. Deze meerkosten zorgen voor een geschat specifiek investeringsbedrag van de gehele installatie van 1020 €/kW_{th input}. Aanvullende operationele en onderhoudskosten zijn geschat op 3% van de aanvullende investeringen, te weten 9 €/kW_{th input} wat zorgt voor een totale vaste O&M kosten van 52 €/kW_{th input}. Er wordt uitgegaan van continue elektriciteitslevering (industriële processen in bedrijf) en daarom wordt het aantal vollasturen gelijkgesteld aan die van de categorie “Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MW_{th}”, te weten 8500 uur per jaar.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in Tabel 66. In Tabel 67 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 66: Technisch-economische parameters voor Gecombineerde warmte en kracht uit industriële stoom uit houtpellets, >5 MW_{th} en <100 MW_e.

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th input}]	24,4
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2
Thermisch outputvermogen	[MW _{th output}]	20
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8500
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	8500
Investeringskosten	[€/kW _{th input}]	1020
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th input}]	52
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	17,0
Brandstofprijs	[€/ton]	155
Brandstofprijsopslag	[€/ton]	15

Tabel 67: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde warmte en kracht uit industriële stoom uit houtpellets, $>5 \text{ MW}_{\text{th}}$ en $<100 \text{ MW}_e$.

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	8
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,022
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	10,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	8500
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	$(\text{APX} + (\text{TTF} + \text{energiebelasting}) / \text{gasketelrendement} * \text{WK}) / (1 + \text{WK})$	

8.9 Thermische conversie van biomassa, $<100 \text{ MWe}$

Vorig jaar is in de SDE+2017 geadviseerd de referentie-installatie voor thermische conversie (WKK) kleinschaliger, eenvoudiger en flexibeler in te richten. Uit de recente marktconsultatie is gebleken dat dit tevens door de markt gedragen wordt, en daarom is het huidige advies grotendeels ongewijzigd ten opzichte van vorig jaar.

De referentie-installatie is een met snoei- en dunningshout gestookte installatie met een geïnstalleerd thermisch vermogen van $9,6 \text{ MW}_{\text{th}}$, output en geïnstalleerd elektrisch vermogen van $1,6 \text{ MW}_e$, en thermische belasting (biomassa input) van $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ input. De referentie-installatie is ontworpen om flexibel warmte en elektriciteit te leveren. De warmte is hiermee toegankelijk voor een centraal of decentraal stadsverwarmingsnet. De ketel kan via een condenserende stoomturbine elektriciteit genereren. Voor de schaalgrootte is leidend dat de stoomturbine een elektrisch vermogen van $1,6 \text{ MW}_e$ kan leveren. De installatie is voorzien van SNCR en cycloon- en doekenfilter.

De condenserende stoomturbine heeft een elektrisch rendement van 16%. Daarnaast kunnen andere technologieën die elektriciteit uit warmte produceren (zoals een tegendrukturbine of ORC) met een minimaal rendement van 10% worden toegestaan. Deze hebben dan mogelijk een lagere capaciteit (typisch 1 MW_e), maar hebben meestal in tegenstelling tot een condenserende stoomturbine een continue elektriciteitslevering, en kunnen dus jaarlijks eenzelfde elektriciteitsproductie hebben²⁰. Voor het aantal vollasturen warmtelevering is 8000 uur (bij 8 MW_{th} output) aangenomen. Voor het aantal vollasturen elektriciteitslevering is 5000 vollasturen (bij $1,6 \text{ MW}_e$) aangenomen.

Op basis van recente bevindingen²¹ zijn de investeringskosten beperkt verlaagd ten opzichte van vorig jaar, van $1250 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ input naar $1200 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ input. Uit deze bevindingen is gebleken dat de vaste O&M-kosten in de praktijk wat lager zijn dan dat vorig jaar geadviseerd is. Daarom worden de vaste O&M-kosten verlaagd van $100 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ input naar $80 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ input.

De technisch-economische data die horen bij deze referentie-installaties zijn samengevat in Tabel 68. In Tabel 69 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

²⁰ 8000 vollasturen bij 1 MW_e komt overeen met 5000 vollasturen bij $1,6 \text{ MW}_e$

²¹ N17009 Kostenonderzoek verbranding en vergassing SDE+ 2018.

Tabel 68: Technisch-economische parameters voor Thermische conversie van biomassa, <100 MW_e

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	10
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,6
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	8
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	5000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	8000
Maximaal elektrisch rendement		16%
Elektriciteitsderving bij warmteafzet		-
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1200
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	80
Energie-inhoud brandstof	[GJ/ton]	9,0
Brandstofprijs	[€/ton]	50

Tabel 69: Overzicht subsidieparameters Thermische conversie van biomassa, <100 MW_e

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,059
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,024
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	8,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7500
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,025
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + (TTF + energiebelasting) / gasketelrendement * WK) / (1 + WK)	

8.10 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Dit jaar is er gevraagd om advies uit te brengen over installaties waarbij poederhout (houtstof) direct wordt ingezet voor warmtevoorziening, zonder tussenkomst van een warmwater- of stoomsysteem (directe verwarming). Om te vermijden dat deze categorie als meestook wordt ingezet, geldt als bijkomende voorwaarde dat er op jaarbasis maximaal 5% fossiele brandstof mag gestookt worden in de betreffende installatie.

Toepassingen situeren zich in de sector van de bouwmaterialen (asfalt, kalkzandsteen, baksteen) als directe ovenstook of als na-verbrander. De techniek wordt nu al toegepast, weliswaar met bruinkoolstof. Houtstof is een minder voorkomende brandstof. De techniek en inzet is niet wezenlijk verschillend dan met bruinkoolstof. De referentie grootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MW_{th}. Het aantal vollasturen is wegens de niet-continue bedrijfsvoering van dergelijke processen gelegd op 3000 uur. De subsidieduur bedraagt 12 jaar, in lijn met vergelijkbare biomassastoomketels.

De investeringskosten zijn begroot op 60 €/kW_{th} voor de branders. Voor de opslag en de aanvoer van het houtstof naar de branders worden respectievelijk 11 en 14 €/kW meegenomen. Voor een hamermolen wordt 10,5 €/kW_{th} output gerekend. Dit brengt de totale investeringskosten op 96 €/kW_{th} output. Kosten voor een aanpassing of uitbreiding van de rookgasreiniging hoeven niet inbegrepen te worden omdat rookgasreiniging al vereist wordt voor het bestaande proces. De

O&M-kosten bedragen 4 €/kW. Voor de brandstofkosten voor poederhout wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten).

Tabel 70 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie. In Tabel 71 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 70: Technisch-economische parameters voor Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Thermisch outputvermogen	[MW]	10
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	3000
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	96
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output/a}]	4
Brandstofprijs	[€/ton]	155
Brandstofprijsoverlag	[€/ton]	15

Tabel 71: Overzicht subsidieparameters Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,050
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,021
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,021
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF + EB	

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) (9.2.1)
- Gecombineerde opwekking allesvergisting (9.2.2)
- Warmte allesvergisting (9.2.3)
- Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas) (9.3.1)
- Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest (9.3.2)
- Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest (9.3.3)
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW (hernieuwbaar gas) (9.4.1)
- Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW (9.4.2)
- Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW (9.4.3).
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (hernieuwbaar gas) (9.4.4)
- Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (9.4.5)
- Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (9.4.6)

De specifieke uitgangspunten voor Vergisting van biomassa zijn te vinden in Bijlage C. Voor informatie m.b.t. de totale feedstockinput en de ruwbiogasproductiecapaciteit wordt verwezen naar het OT-model.

Naast de technisch-economische parameters vermelden deze paragrafen per categorie ook het basisbedrag, de basisprijs, het correctiebedrag 2018 en de rekenmethode voor het correctiebedrag.

9.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit rapport worden twee referentiebrandstoffen gebruikt voor vergisting: biomassa voor allesvergisters en biomassa voor mestcovergisters. Tabel 72 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 72: Gehanteerde biomassaprijzen voor vergistingsinstallaties die SDE+ in 2018 aanvragen

Biomassa voor vergisting*	Energie-inhoud [GJ/ton]	Prijs (range) [€/ton]	Referentieprij [€/GJ]
Allesvergistingsinput	3,4	27,8	8,2
Covergistingsinput	2,9	27,9	9,6

* 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+ 2018 is bepaald op 27,8 €/ton bij een biogasproductie van 3,4 GJ/ton.

9.1.2 Vergisting: biomassa voor mestcovergisters

Grondstoffen voor mestcovergisting: mest

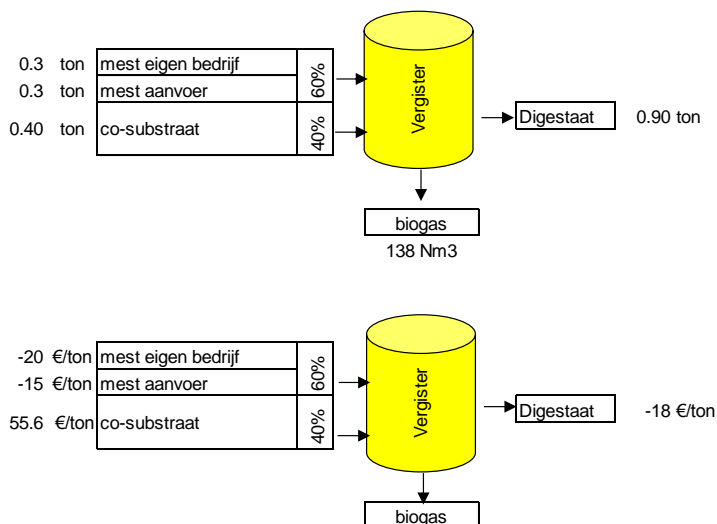
De prijs voor drijfmest kent regionale verschillen en loopt van € 0 tot -5 per ton in mesttekortgebieden en tot maximaal € -15 tot -25 per ton in mestoverschotgebieden. Als referentieprij wordt uitgegaan van € -20 per ton voor mest van het eigen bedrijf. Rekening houdend met transportkosten is de referentieprij voor externe aanvoer -15 €/ton. Van de totale input blijft ca. 90% aan massa over als digestaat. Voor de afvoer van digestaat dient gemiddeld 18 €/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 co-substraat. Met het toelaten van deze coproducten wordt meer aangesloten bij de regelgeving voor buitenlandse vergisters. Wel is er een begrenzing aan de concentraties van zware metalen en organische verontreinigingen.

De referentie-grondstof voor een covergister is 60% dierlijke mest met een representatieve mix van co-producten (20% glycerine, 20% reststromen uit de voedings- en genootmiddelindustrie, 20% gras, 15% graanresten en 25% overige laagwaardige cosubstraten).

Op basis van de resultaten van de kostenbevindingen voor vergisting wordt een substraatmix vastgelegd bestaand uit 60% mest en 40% co-substraten. Figuur 2 geeft een schematische weergave van de aangenomen grondstofstromen in de covergister.



Figuur 2: Stromen en kosten voor vergistingsinputs en -outputs²²

Als referentiegasopbrengst van cosubstraat is 300 Nm³/ton aangenomen. De gemiddelde prijs voor cosubstraat (inclusief maïs) is 8,8€/GJ of 55,6 €/ton bij de start van het project, met een netto energie-inhoud van 6,3 GJ/ton. De totale aangenomen grondstofkosten komen in de huidige mix uit op 27,9 €/ton oftewel 20 cent/Nm³ ruw biogas, gerekend met een gasopbrengst van de totale input, mest en cosubstraat van 2,9 GJ/ton (exclusief 0,5 €/ton brandstofprijsopslag). Een overzicht is weergegeven in Tabel 73.

Tabel 73: Prijzen van mest en cosubstraat

	Energie-inhoud	Prijs (range)	Referentieprijs
	[GJ/ton]	[€/ton]	[€/GJ]
<i>Aanvoer dierlijke mest</i>	0,63	-15 (-25 tot 0)	-23,8
<i>Afvoer dierlijke mest</i>	0,63	-20 (-30 tot -5)	-31,8
<i>Cosubstraat</i>	6,3	55,6	8,8
Covergistinginput	2,9	27,9	9,6

²² 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.

9.2 Allesvergisting

Bij de vergistingsoptie van allesvergisting wordt een bestaande industriële VGI productie-installatie aangepast, waarbij de vergister in de bestaande installatie wordt geïntegreerd. Als referentie-brandstof wordt uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten.

9.2.1 Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 950 Nm³/h ofwel 591 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.

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 74 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 74: Technisch-economische parameters energie uit Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	MW input	5,5	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Investeringskosten (vergister)	[€ /kWinput]	676	€ 5,8 miljoen
Investeringskosten (gasopwaarding)	[€ /kWoutput]	404	gezamenlijk
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ /kWinput]	40	€ 0,33 mln. / jaar
Vaste O&M-kosten (gasopwaarding)	[€ /kWoutput]	21	gezamenlijk
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8	

In Tabel 75 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 75: Overzicht subsidieparameters Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,055
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.2.2 Gecombineerde opwekking allesvergisting

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2, 3 MW_e (5,5 MW_{th} input). Het aantal vollasturen warmte is verhoogd naar 7300 evenals in de categorie warmte uit allesvergisting en mestvergisting.

In Tabel 76 staan de technisch-economische parameters van allesvergisting voor gecombineerde opwekking (WKK).

Tabel 76: Technisch-economische parameters energie uit Gecombineerde opwekking allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	5,5	
Interne warmtevraag	%biogas	5%	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	2,6	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7300	
Maximaal elektrisch rendement		41%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1034	€ 5,66 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	59	€ 0,33 miljoen / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8	

In Tabel 77 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 77: Overzicht subsidieparameters gecombineerde opwekking allesvergisting

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,067
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,025
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7623
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + (TTF + energiebelasting) / gasketelrendement x WK) / (1 + WK)	

9.2.3 Warmte allesvergisting

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas verstoekt in een gasketel. De geproduceerde warmte wordt gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie.

In Tabel 78 staan de technisch-economische parameters van allesvergistings voor hernieuwbare warmte.

Tabel 78: Technisch-economische parameters energie uit Warmte allesvergistings

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	5,5	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	884	€ 4,2 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	49	€ 0,23 miljoen / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8	

In Tabel 79 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 79: Overzicht subsidieparameters Warmte allesvergistings

	Eenheid	Advies 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,061
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

9.3 Vergisting en covergisting van dierlijke mest

9.3.1 Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Voor deze categorie is gekozen voor vergisting en covergisting van dierlijke mest met een productiecapaciteit ca. 963 Nm³/h ruw biogas ofwel 582 Nm³/h hernieuwbaar gas als referentie installatie. 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.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Deze referentie-installatie is gebaseerd op haalbaarheidsstudies die 2013-2016 ingediend zijn als onderdeel van SDE+ subsidieaanvragen.

Zie Tabel 80 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas.

Tabel 80: Technisch-economische parameters energie uit vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[MW _{th} input]	5,6	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	8%	
Investeringskosten	[€/kW _{input}]	1209	€ 6,72 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{input}]	70	€ 0,39 mln / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	2,9	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,9	

In Tabel 81 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 81: Overzicht subsidieparameters vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,067
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.3.2 Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Voor de referentie-installatie is een schaal aangenomen van 0,67 MW_e (1,8 MW_{th_input}). Op basis van de kostenbevindingen voor vergisting zijn de totale investeringskosten aangenomen met 595 €/kW_{th_input}. Deze referentie-installatie is gebaseerd op haalbaarheidsstudies die 2013-2016 ingediend zijn als onderdeel van SDE+ subsidieaanvragen, waarbij de meerderheid van de installaties een uitbreiding was op bestaande installaties (inclusief nieuw vergister, WKK, en andere relevante investeringen).

Voor de SDE+-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 37%. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte (na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister) beschikbaar is voor hygiënisering van het digestaat. De mogelijkheid om de warmte te benutten in de droging en hygiënisering van digestaat maakt dat het aantal vollasturen warmte is aangenomen met 6800 uur.

In Tabel 82 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor WKK.

Tabel 82: Technisch-economische parameters energie uit gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,8	
Interne warmtevraag	[% biogas]	8%	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,67	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,86	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6800	
Maximaal elektrisch rendement		37%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	595	€ 1.07 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	108	€ 0,194 miljoen/jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	2,9	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,9	

In Tabel 83 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 83: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,080
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,028
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	1,10
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7322
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,033
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + (TTF + \text{energiebelasting}) / \text{gasketelrendement} \times WK) / (1 + WK)$	

9.3.3 Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas verstoekt in een gasketel. Bij mestcovergisting ten behoeve van duurzame warmte is uitgegaan van investeringskosten van 598 €/kW_{th_output}, inclusief de kosten voor een additionele ketel. De ketel levert warmte/stoom van ca. 120°C en wordt hoofdzakelijk ingezet voor het drogen van digestaat, en waar mogelijk voor de verwarming van gebouwen. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet.

In Tabel 84 staan de technisch-economische parameters van mestcovergisting voor warmte.

Tabel 84: Technisch-economische parameters energie uit vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,8	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[%]	8	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	598	€ 0,89 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	74	€ 0,11 miljoen / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	2,9	
Grondstofkosten	[€/ton]	27,9	

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

Tabel 85: Overzicht subsidieparameters vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,069
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Recente initiatieven voor de productie van hernieuwbaar gas via mestmonovergisting hebben grotere tot veel grotere schalen dan de SDE+ referentie voor 2017. Daarom is voor 2018 gekeken naar twee subcategorieën:

- Een kleinschalige mestmonovergisting of $\leq 400 \text{ kW}_{\text{biogas input}}$;
- Een grootschalige mestmonovergisting of $> 400 \text{ kW}_{\text{biogas input}}$

9.4.1 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $\leq 400 \text{ kW}$ (hernieuwbaar gas)

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 60 Nm³/h (of 32 Nm³/h hernieuwbaar gas). De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Zie Tabel 86 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas.

Tabel 86: Technisch-economische parameters energie uit mestmonovergisting ≤ 400 kW biogas input (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies 2018	
Referentiegrootte	kW _{input}	345	
Vollasturen	[h/a]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	
Investeringskosten	[€ /kWinput]	3500	1,21 miljoen
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€ /kWinput]	261	0,90 miljoen/jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0,63	
Grondstofkosten	[€/ton]	0	

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

Tabel 87: Overzicht subsidieparameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) < 400 kW

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,099
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.4.2 Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW

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 59 kW_{th} warmte nagenoeg geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze 100% ingezet is voor hygiënisering.

In Tabel 88 staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor elektriciteit en warmte.

Tabel 88: Technisch-economische parameters energie uit gecombineerd opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,123	
Interne warmte vraag	%biogas	18%	
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,039	
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,059	
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	5300	
Maximaal elektrisch rendement		32%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	3348	€ 0,41 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 89 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 89: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,124
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,040
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	6374
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,046
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + (TTF + energiebelasting) / gasketelrendement x WK) / (1 + WK)	

9.4.3 Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW

De referentie-installatie voor de productie van warmte is gebaseerd op mest uit eigen bedrijf. Er is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal met eenzelfde schaalgrootte als bij gecombineerde opwekking. Het biogas wordt verstoekt in een gasketel en wordt hoofdzakelijk ingezet voor het drogen van digestaat, en waar mogelijk voor de verwarming van gebouwen. In Tabel 90 staan de technisch-economische parameters van Vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte.

Tabel 90: Technisch-economische parameters Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Parameter	Eenheid	Advies 2018	Totaalbedrag voor referentie
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	0,123	
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	
Investeringskosten	[€/kW _{th_output}]	3916	€ 0,36 miljoen
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	193	€ 0,17 miljoen / jaar
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	0,63	
Grondstofkosten	[€/ton]	0	

In Tabel 91 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 91: Overzicht subsidieparameters Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,100
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,054
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,054
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

9.4.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW biogas input (hernieuwbaar gas)

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbaar gas is gebaseerd op varkensdrijfmest uit externe aanvoer of 200.000 ton drijfmest per jaar. De mest wordt ontvangen in mestsilo's van waaruit het een vergistingsinstallatie ingaat. Er wordt uitgegaan van traditioneel geroerde vergisters. Een gedeelte van het biogas wordt verstoekt in een kleine ketel om het vergistingsproces op gang te houden. Het overige biogas wordt omgezet naar hernieuwbaar gas in een gasopwaarderingsinstallatie.

De drijfmest heeft een biogasproductie van 19 m³/ton mest. Dit wordt geproduceerd middels mesofiele vergisting in 4 vergisters, elk met een capaciteit van 5000 m³.

De installatie heeft een ruwbiogasproductie van 475 Nm³/h (of 220 Nm³/h hernieuwbaar gas). De referentie gasopwaarderingsstechnologie is de membraantechnologie. Deze technologie is goed schaalbaar. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoppen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in zijn algemeenheid het poorttarief van mest nodig om te kunnen renderen (zonder vergistingsinstallatie). Daarom wordt een mestprijs van 0 €/ton voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld.

Zie Tabel 92 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas via grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest.

Tabel 92: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Referentie grootte	[kW _{input}]	2740
Vollasturen	[h/a]	8000
Interne warmtevraag	[%ruw biogas]	30%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW _{input}]	1353
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW _{output}]	614
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW _{input}]	109
Vaste O&M-kosten (gasopwaardering)	[€/kW _{output}]	61
Energie-inhoud substraat	[GJ _{biogas} /ton]	0,39
Grondstofkosten	[€/ton]	0

In Tabel 93 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 93: Overzicht subsidieparameters Vergisting uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,065
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

9.4.5 Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest >400 kW biogas input

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op varkensdrijfmest uit externe aanvoer. Het biogas wordt vervolgens verstoekt in een gasmotor-warmtekrachtinstallatie. Deze installatie heeft een thermische output van 1315 kW_{th}. De drijfmest heeft een biogasproductie van 19 m³/ton mest. Dit wordt geproduceerd middels mesofiele vergisting in 4 vergisters, elk met een capaciteit van 5000 m³.

Op basis van de energie-inhoud van mest en het elektrisch rendement van de gasmotor van maximaal 41% levert de referentie-installatie een netto elektrische output van 1,1 MW_e. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 728 kW_{th} warmte nagenoeg geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze ingezet is voor hygiënisering met een aantal van 3600 vollasturen.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in zijn algemeenheid het poorttarief van mest nodig om te kunnen renderen (zonder vergistingsinstallatie). Daarom wordt een mestprijs van 0 €/ton voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld.

In Tabel 94 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor elektriciteit en warmte.

Tabel 94: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest >400 kW (WKK)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,7
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,1
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,3
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	3600
Maximaal elektrisch rendement		41%
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1673
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	120
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	0,39
Grondstofkosten	[€/ton]	0

In Tabel 95 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 95: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,068
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,028
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	0,53
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	5627
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,035
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX + (TTF + energiebelasting) / gasketelrendement x WK) / (1 + WK)	

9.4.6 Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas verstoofd in een gasketel. Deze installatie heeft een thermische output van 1738 kW_{th}. De drijfmest heeft een biogasproductie van 19 m³/ton mest. Dit wordt geproduceerd middels mesofiele vergisting in vier vergisters, elk met een capaciteit van 5000 m³. In Tabel 96 staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor warmte.

Tabel 96: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW (warmte)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	2,7
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Interne warmtevraag	[%ruw biogas]	30%
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	1413
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	100
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	0,39
Grondstofkosten	[€/ton]	0

In Tabel 97 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 97: Overzicht subsidieparameters Vergisting van 100% dierlijke mest > 400 kW (warmte)

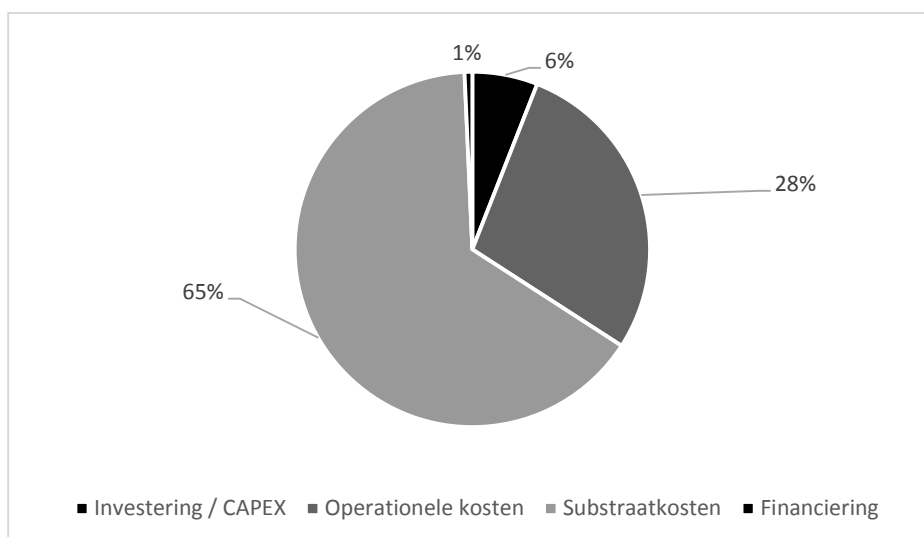
	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,065
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

10. Bevindingen bestaande installaties

Dit hoofdstuk is gericht op installaties die in aanmerking komen voor verlengde levensduur onder het SDE-subsidieregime uit de jaren 2008-2010. De soorten installaties, die naar verwachting subsidies zouden kunnen aanvragen, zijn gebruikt als uitgangspunt voor de berekeningen. De volgende installaties zijn meegenomen:

- Verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest (10.1)
- Verlengde levensduur gecombineerde opwekking allesvergisting (10.2)
- Verlengde levensduur alles vergisting (hernieuwbaar gas) (10.3)
- Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas) (10.4)
- Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas) (10.5)
- Verlengde levensduur warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest (10.6)
- Verlengde levensduur RWZI (hernieuwbaar gas) (10.7)
- Verlengde gecombineerde opwekking levensduur RWZI (10.8)

Onderstaande grafiek geeft aan welk aandeel CAPEX, OPEX, financiering en substraatkosten hebben aan het basisbedrag. De operationele kosten en de substraatkosten zijn samen goed voor 93% van het basisbedrag. Deze grafiek is representatief voor alle referentie-installaties binnen de categorie verlengde levensduur.



Figuur 3: Opbouw van het basisbedrag van vergisting en covergisting van dierlijke mest met gecombineerde opwek, representatief voor alle referentie-installaties in de categorie verlengde levensduur.

De specifieke uitgangspunten behorende bij bestaande installaties staan in Bijlage C.

10.1 Verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Deze paragraaf heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE+-beschikking gaat afgelopen. De renovatiekosten van een bestaande installatie zijn meegenomen als investeringskosten voor bijvoorbeeld een nieuwe gasmotor, meetapparatuur voor duurzame warmte en de renovatie van een bestaande vergister (opknappen en gedeeltelijk vervangen van bestaande vergister, een nieuw gasdek plaatsen, etc.).

De capaciteit van de installatie is vastgesteld op 1,8 MW_{th} input. Dit is in lijn met de referentie-installatie vergisting en covergisting van dierlijke mest in hoofdstuk 9. Tabel 98 toont de technisch-economische parameters van verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest.

Tabel 98: Technisch-economische parameters energie voor verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting van dierlijke mest

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,8
Interne warmtevraag	[% biogas]	8%
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,67
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	0,86
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	6800
Maximaal elektrisch rendement		37%
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	312
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	108
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	2,9
Grondstofkosten	[€/ton]	27.9

In Tabel 99 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 99: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting van dierlijke mest

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,028
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:E	1,10
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	7324
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,034
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + (TTF + \text{energiebelasting}) / \text{gasketelrendement} \times WK) / (1 + WK)$	

10.2 Verlengde levensduur gecombineerde opwekking allesvergisting

Deze paragraaf heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE+-beschikking gaat afgelopen. De renovatiekosten van een bestaande installatie zijn meegenomen als investeringskosten voor bijvoorbeeld een nieuwe gasmotor, meetapparatuur voor duurzame warmte en de renovatie van een bestaande vergister (opknappen en gedeeltelijk vervangen van bestaande vergister, een nieuw gasdek plaatsen, etc.).

De capaciteit van de installatie is bepaald met 3,5 MW_{th} input wat in lijn is met de installaties gecombineerd opwekking vergisting alles vergisting onder het SDE+-subsieregime uit de jaren 2008-2010. Tabel 100 toont de technisch-economische parameters van verlengde levensduur gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest en allesvergisting.

Tabel 100: Technisch-economische parameters energie voor verlengde levensduur gecombineerde opwekking allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,5
Elektrisch vermogen	[MW _e]	1,4
Thermisch outputvermogen	[MW _{th_output}]	1,7
Vollasturen elektriciteitsafzet	[h/a]	8000
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7300
Maximaal elektrisch rendement		41%
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	292
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	62
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8

In Tabel 101 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 101: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur gecombineerde opwekking allesvergisting

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,054
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,025
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:E	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	7622
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + (TTF + \text{energiebelasting}) / \text{gasketelrendement} \times WK) / (1 + WK)$	

10.3 Verlengde levensduur alles vergisting (hernieuwbaar gas)

Deze categorie heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE-beschikking gaat afgelopen of installaties die kunnen kiezen om niet de gasmotor te vervangen, maar ervoor kiezen om de installatie aan te sluiten op een gasnet.

De renovatiekosten van een bestaande installatie zijn meegenomen als renovatiekosten voor bijvoorbeeld de renovatie van een bestaande vergister (het opknappen en gedeeltelijk vervangen van bestaande vergister, een nieuw gasdek plaatsen, etc.) en vervanging van een gasopwaarderingsinstallatie.

In Tabel 102 staan de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas gebaseerd op bestaande een allesvergistingsinstallatie.

Tabel 102: Technisch-economische parameters uit verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	MW _{thinput}	3,5
Interne warmtevraag	[%ruw biogas]	5%
Vollasturen	[h/a]	8000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	606
Vaste O&M kosten (vergister)	[€/kW _{th_input}]	42
Vaste O&M kosten(opwaardering)	[€/kW _{th_output}]	22
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8

In Tabel 103 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 103: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,048
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

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

Deze categorie heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE-beschikking gaat aflopen. De renovatiekosten van een bestaande installatie zijn meegenomen als renovatiekosten voor bijvoorbeeld de renovatie van een bestaande vergister (het opknappen en gedeeltelijk vervangen van bestaande vergister, een nieuw gasdek plaatsen, etc.) en vervanging van de gasopwaarderingsinstallatie. Deze kosten zijn gepresenteerd als de CAPEX.

In Tabel 104 staan de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas gebaseerd op bestaande vergisting en co-vergisting installaties.

Tabel 104: Technisch-economische parameters uit verlengde levensduur vergisting en covergisting (hernieuwbaar gas)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MWinput]	1,8
Interne warmtevraag	[%ruw biogas]	8%
Vollasturen	[h/a]	8000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	730
Vaste O&M kosten	[€/kW _{th_input}]	78
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	2,9
Grondstofkosten	[€/ton]	27,9

In Tabel 105 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 105: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur vergisting en covergisting (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,060
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,016
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,017
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF	

10.5 Verlengde levensduur warmte allesvergisting

Deze paragraaf heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE+-beschikking gaat aflopen. Bij de installatie kan ervoor gekozen worden om warmte of gas te produceren in plaats van warmte en elektriciteit. Voor een nieuwe ketel, bijbehorende aansluitingen, het plaatsen van nieuwe energiemeters en renovatie van de vergister zullen kosten worden gemaakt.

Tabel 106: Technisch-economische parameters energie voor verlengde levensduur warmte allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	3,5
Interne warmtevraag	[%ruw biogas]	5%
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	190
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_output}]	51
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	3,4
Grondstofkosten	[€/ton]	27,8

In Tabel 107 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 107: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur warmte allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,050
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,023
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + energiebelasting) / gasketelrendement	

10.6 Verlengde levensduur warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest

Deze paragraaf heeft betrekking op vergistingsinstallaties waarvan de SDE+-beschikking gaat aflopen. Bij de installatie kan ervoor gekozen worden om warmte of gas te produceren in plaats van warmte en elektriciteit. Voor een nieuwe ketel, bijbehorende aansluitingen, het plaatsen van nieuwe energiemeters en renovatie van de vergister zullen kosten worden gemaakt.

Tabel 108: Technisch-economische parameters energie voor verlengde levensduur warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Inputvermogen	[MW _{th_input}]	1,8
Vollasturen warmteafzet	[h/a]	7000
Investeringskosten	[€/kW _{th_input}]	196
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th_input}]	74
Energie-inhoud brandstof	[GJ _{biogas} /ton]	2,9
Grondstofkosten	[€/ton]	27,9

In Tabel 109 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 109: Overzicht subsidieparameters verlengde levensduur gecombineerde opwekking allesvergistng

	Eenheid	Advies SDE+ 2018
Basisbedrag SDE+ 2018	[€/kWh]	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Basisprijs SDE+ 2018	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2018	[€/kWh]	0,031
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + (TTF + energiebelasting) / \text{gasketelrendement} \times WK) / (1 + WK)$	

11. Aanvullende vragen

Dit hoofdstuk behandelt aanvullende vragen. Drie aanvullende vragen zijn gesteld:

- Basisbedragen met biomassaprijzen conform SDE+ 2014 (incl. inflatiecorrectie).
- Mogelijke uitwerking van de warmtestaffel.
- Basisbedragen rekening houdend met SDE+-maximum van 0,130 €/kWh.

11.1 Biomassaprijzen SDE+ 2014

Het ministerie van EZ heeft gevraagd de basisbedragen door te rekenen met de biomassaprijzen die ook voor de SDE+2014-adviezen zijn gehanteerd, inclusief inflatie. De inflatie (HICP 2013-2017) bedraagt 1,5%. De biomassaprijzen zoals ze door ECN en DNV GL worden gehanteerd in de berekeningen in dit rapport liggen inflatie-gecorrigeerd rond de waardes zoals ze ten behoeve van de advisering voor de SDE+ 2014 zijn gebruikt, met uitzondering van de prijzen voor biomassa voor allesvergistings, zie Tabel 110. Alleen voor allesvergistingscategorieën zou het basisbedrag veranderen, zie Tabel 111.

Tabel 110: Biomassaprijzen voor SDE+ 2014 resp. SDE+ 2018

Biomassasoort	SDE+ 2014 €/2017/GJ	SDE+ 2018 €/2017/GJ
Snoei- en dunningshout	5,5	5,6
Dierlijk vet	15,6	15,6
Grondstof voor allesvergistings	7,5	8,2
Grondstof voor covergistings	9,7	9,6

Tabel 111: Herberekende basisbedragen bij biomassaprijzen voor SDE+ 2014

Categorie	Herberekening	Advies SDE+ 2018
Allesvergistings (hernieuwbaar gas)	0,052	0,055
Gecombineerde opwekking allesvergistings	0,064	0,067
Warmte allesvergistings	0,058	0,061
Verlengde levensduur allesvergistings, gecombineerde opwekking	0,051	0,054
Verlengde levensduur allesvergistings (hernieuwbaar gas)	0,046	0,048
Verlengde levensduur allesvergistings (warmte)	0,047	0,050

11.2 Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Deze hoeveelheid warmte hangt niet alleen samen met de technische eigenschappen van de productie-installatie, maar ook met het afnameprofiel van de warmtegebruiker. Zoals de reviewer ook opmerkt (zie Bijlage E) is een hoog aantal vollasturen (en dus relatief laag basisbedrag) niet voor alle projecten haalbaar. Een mogelijke adaptie hiervoor kan zijn, om het basisbedrag meer te laten variëren met het aantal vollasturen, ook wel warmtestaffel genoemd. In de marktconsultatie hebben ECN en DNV GL verschillende ideeën ontvangen over de mogelijke uitwerking van een warmtestaffel. Dit rapport bevat geen advies van ECN en DNV GL voor het soort toe te passen staffel noch voor de categorieën waarop de warmtestaffel van toepassing verklaard zou moeten worden. Om wel enige steun te kunnen geven aan de discussie, hebben ECN en DNV GL een mogelijke uitwerking van een staffel berekend. Vanuit kostenperspectief is het vooral van belang om de variabele kosten goed in te schalen. Biomassa-inzet is duidelijk een variabele kostencomponent, maar de onderhouds- en beheerkosten zijn niet volledig variabel in de zin dat er geen 1-op-1-relatie bestaat tussen de onderhouds- & beheerkosten en het productievolume aan hernieuwbare energie.

Tabel 112 toont een mogelijke uitwerking voor de categorie Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$. De waarde die correspondeert met de referentie-installatie in het advies zonder warmtestaffel, is in de tabel geaccentueerd.

De ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$ van 0,081 €/kWh over de eerste 3000 vollasturen en 0,0043 €/kWh voor de vollasturen boven 3000.

Tabel 112: Mogelijke uitwerking van warmtestaffel, basisbedragen in €/kWh

Vollasturen	Ketel op vaste of vloeibare biomassa, $\geq 5 \text{ MW}_{\text{th}}$
3000	0,081
3500	0,074
4000	0,068
4500	0,064
5000	0,060
5500	0,057
6000	0,055
6500	0,053
7000	0,051 (referentie)
7500	0,050
8000	0,048
8500	0,047

11.3 Gemaximeerde basisbedragen

De openstellingsrondes van de SDE+ in 2017 kende een bovengrens van 0,130 €/kWh. Voor hernieuwbaar gas lag de grens op 0,092 €/kWh. EZ heeft gevraagd wat deze grenzen betekenen voor de basisbedragen, indien ze ook van toepassing verklaard worden op de elektriciteitscomponent bij categorieën met gemengde opwekking. ECN en DNV GL rapporteren in deze paragraaf welke basisbedragen gecorrigeerd zouden worden, indien de genoemde bovengrenzen gehanteerd worden. Hiertoe worden drie tabellen getoond. De eerste tabel toont de basisbedragen, waardoor het basisbedrag voor elektriciteit, warmte of hernieuwbaar gas boven het maximum uitkomt. De tweede tabel toont de basisbedragen voor categorieën voor gecombineerde opwekking, waarbij de elektriciteitsproductie (WKK vergeleken met een ketel) boven de 0,130 €/kWh uitkomt. De derde tabel toont aanpassingen bij ondersteunende basisbedragen, in casu bij AWZI/RWZI thermische drukhydrolyse. Dit basisbedrag komt niet direct terug in het advies omdat het betrekking heeft op een techniek die niet voor de referentie-installatie is gebruikt.

Tabel 113: Voor het maximum gecorrigeerde basisbedragen elektriciteit, warmte of hernieuwbaar gas, in €/kWh

Categorie	Advies basisbedrag	Gecorrigeerd basisbedrag
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	0,168	0,130
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	0,191	0,130
Osmose	>0,200	0,130
Geothermische warmte in olie en gasputten (gesloten systeem)	0,140	0,130
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	0,125	0,092
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	0,095	0,092
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) < 400 kW	0,099	0,092

Tabel 114: Voor het maximum gecorrigeerde basisbedragen gecombineerde opwekking, in €/kWh

Categorie	Advies basisbedrag	Meerprijs elektriciteit	Maximum meerprijs	Gecorrigeerd basisbedrag
AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)	0,049	0,059	0,130	n.v.t.
Gecombineerde opwekking uit industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MWth en < 100 MWe	0,074	0,153	0,130	0,072
Thermische conversie van biomassa, < 100 MWe	0,059	0,125	0,130	n.v.t.
Gecombineerde opwekking allesvergisting	0,067	0,073	0,130	n.v.t.
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	0,080	0,093	0,130	n.v.t.
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW	0,124	0,149	0,130	0,115
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	0,068	0,070	0,130	n.v.t.
Verlengde levensduur covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	0,074	0,088	0,130	n.v.t.
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	0,054	0,058	0,130	n.v.t.

Tabel 115: Voor het maximum gecorrigeerde basisbedragen alternatieve technieken, in €/kWh

Categorie	Berekend basisbedrag	Gecorrigeerd basisbedrag
AWZI/RWZI, thermische drukhydrolyse	0,084	0,067

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
IRS	Interest Rate Swap
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.
- Centrum voor Onderzoek van de Economie van de Lagere Overheden (COELO) (2017): *Rijksuniversiteit Groningen, Faculteit Economie en Bedrijfskunde*. Oktober 2017.
<https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden>
- Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende.
- Geertsema, G.T., H.W. van den Brink (2014): *Windkaart van Nederland op 100 meter hoogte*. TR-351, De Bilt, december 2014.
- IEA (2004): *Gleisdorf meeting. Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004*.
- 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. (2016): *Basisprijzen SDE+ 2017*. ECN, Amsterdam, ECN-N--16-018, 2016.
- Lensink, S.M. (2016): *Correctiebedragen t.b.v. bevoorschotting 2017 (SDE+)*. ECN, Amsterdam, ECN-N--16-015, 2016.
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne (2016): *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017*. ECN, Petten, ECN-E--16-040, 2016.
- Lensink, S.M. (2016): *Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2017*. ECN, Petten, ECN-E--16-040, 2016.
- Lensink S.M. (2017). *Impact kostenonderzoek op basisbedragen 2018*. ECN, Petten, ECN-N-17-016.
<https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-016>
- Lensink S.M., A.J. van der Welle (2016). *Definitieve correctiebedragen 2016*. ECN, Petten, ECN-N-17-003.

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 (2017): *SDE+ najaar 2017. Zo vraagt u subsidie aan voor de productie van duurzame energie*. <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde> (laatst bezocht november 2017).

Solar heat data (2017). Website: <http://solarheatdata.eu/> (laatst bezocht juni 2017).

STOWA (2011): *Optimalisatie WKK en biogasbenutting*. STOWA 2011-33, ISBN 978.90.5773.549.3. Rapport opgesteld door Grontmij.

Bijlage A Overzicht van basisprijzen en correctiebedragen

De basisprijzen en voorlopige correctiebedragen 2018 staan in de onderstaande tabellen. De basisprijzen zijn berekend op basis van de NEV 2017. De berekeningswijzen van de correctiebedragen is te vinden in de notitie *Voorlopige correctiebedragen SDE+ 2018 t.b.v. bevoorschotting 2018* (Lensink en van der Welle, 2017). Voor fotovoltaïsche zonnepanelen <1 MWp wordt een nieuwe berekeningswijze voorgesteld op basis van een forfaitair aandeel eigen gebruik.

Tabel 116: Overzicht basisprijzen en correctiebedragen, in €/kWh

Categorie	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2018
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	0,027	0,038
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	0,027	0,038
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	0,027	0,038
Osmose	0,027	0,038
Zonthermie ≥ 140 kW en < 1 MW	0,029	0,029
Zonthermie ≥ 1 MW	0,023	0,024
Wind op land, ≥ 8 m/s	0,022	0,032
Wind op land, $\geq 7,5$ en < 8 m/s	0,022	0,032
Wind op land, $\geq 7,0$ en < 7,5 m/s	0,022	0,032
Wind op land, < 7,0 m/s	0,022	0,032
Wind op verbindende waterkeringen, ≥ 8 m/s	0,022	0,032
Wind op verbindende waterkeringen, $\geq 7,5$ en < 8 m/s	0,022	0,032
Wind op verbindende waterkeringen, $\geq 7,0$ en < 7,5 m/s	0,022	0,032
Wind op verbindende waterkeringen, < 7,0 m/s	0,022	0,032
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	0,022	0,032
Geothermische warmte, diepte ≥ 500 m	0,023	0,024
Geothermische warmte voor stadsverwarming, diepte ≥ 500 m	0,023	0,024
Geothermische warmte, diepte ≥ 3500 m	0,022	0,022
Geothermische warmte, projectuitbreiding met een derde put	0,023	0,024
Geothermische warmte via gesloten systeem in verlaten gasput	0,054	0,054
AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)	0,028	0,035

Categorie	Basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2018
AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	0,016	0,017
AWZI/RWZI (warmte)	0,023	0,024
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	0,016	0,017
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	0,016	0,017
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,1-0,5 MWth	0,054	0,054
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth	0,029	0,029
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	0,023	0,024
Ketel op vloeibare biomassa	0,023	0,024
Warmte, Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth	0,022	0,022
Ketel warmte uit houtpellets	0,022	0,022
Gecombineerde opwekking uit industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MWth en < 100 MWe	0,022	0,024
Thermische conversie van biomassa, < 100 MWe	0,024	0,025
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	0,021	0,021
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	0,016	0,017
Gecombineerde opwekking allesvergisting	0,025	0,031
Warmte allesvergisting	0,023	0,024
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	0,016	0,017
Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest	0,028	0,033
Warmte vergisting en covergisting van dierlijke mest	0,023	0,024
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) < 400 kW	0,016	0,017
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW	0,040	0,046
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest < 400 kW	0,054	0,054
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) > 400 kW	0,016	0,017
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	0,028	0,035
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	0,023	0,024
Verlengde levensduur covergisting van dierlijke mest, gecombineerde opwekking	0,028	0,034
Verlengde levensduur allesvergisting, gecombineerde opwekking	0,025	0,031
Verlengde levensduur allesvergisting (hernieuwbaar gas)	0,016	0,017
Verlengde levensduur covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	0,016	0,017
Verlengde levensduur allesvergisting (warmte)	0,023	0,024
Verlengde levensduur vergisting en covergisting van dierlijke mest (warmte)	0,023	0,024
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (netlevering)	0,022	0,038
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (eigen gebruik)	0,047	0,063
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (netlevering)	0,022	0,038
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (eigen gebruik)	0,039	0,055

Bijlage B

Basisinformatie SDE+

Onderstaande tekst is nagenoeg letterlijk overgenomen van de website van RVO.nl (2017) 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+?

SDE+ is een exploitatiesubsidie. Dat wil zeggen dat producenten subsidie ontvangen voor de duurzame energie die zij opwekken. Omdat de kostprijs van duurzame energie hoger is dan die voor energie uit fossiele brandstoffen, is de productie van duurzame energie niet altijd rendabel. SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van duurzame energie en de marktwaarde van de geleverde energie: de onrendabele top. De subsidie wordt toegekend over een periode van 8, 12 of 15 jaar. Hoeveel jaren u subsidie krijgt, is afhankelijk van de technologie die u gebruikt. De hoogte van de subsidie is afhankelijk van de toegepaste technologie en de hoeveelheid duurzame energie die u produceert.

Waarvoor geldt de SDE+?

In 2017 is SDE+ opengesteld voor de productie van:

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

De SDE+-bijdrage

De kostprijs voor de productie van hernieuwbare energie is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. De marktwaarde van de geleverde energie is vastgelegd in het correctiebedrag.

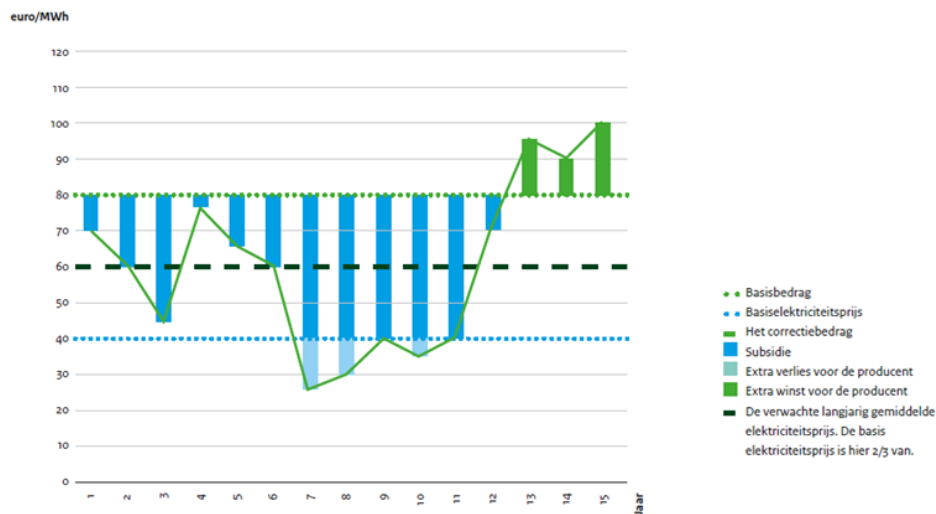
De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs en de marktwaarde van de geleverde energie. De maximale SDE+ bijdrage is dus gelijk aan het maximum basisbedrag minus het correctiebedrag.

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 energieafnemer. Bij een lagere energieprijs krijgt u meer SDE+ en minder van uw energieafnemer.

De subsidie die Rijksoverheid voor Ondernemend Nederland u toewijst in de beschikking, is een maximumbedrag over de hele looptijd van de subsidie (8, 12 of 15 jaar). We bepalen dit maximum aan de hand van het opgegeven vermogen en het maximale aantal vollasturen voor de technologie. Bij het bepalen van het beschikkingsbedrag gaan we uit van de basisenergieprijs. De basisenergieprijs is de ondergrens van het correctiebedrag: het correctiebedrag kan dus niet lager worden. Als het correctiebedrag gelijk is aan de basisenergieprijs krijgt u de maximale subsidie.

Bron: RVO.nl, 2017.

Figuur 4: SDE+-bijdrage = basisbedrag – correctiebedrag



Bron: Rijksoverheid, 2010.

Pijlers van de SDE+

1. Een gefaseerde openstelling;
2. Een maximum basisbedrag per productie-installatie;
3. Een budget voor alle categorieën samen en
4. Een vrije categorie.

Voor nadere informatie zie <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde>

Bijlage C

Uitgangspunten

1. Aanleiding

De SDE+ is het belangrijkste instrument voor de stimulering van de opwekking van hernieuwbare energie in Nederland. Binnen deze regeling wordt jaarlijks de kostprijs van hernieuwbare energie van diverse technologieën, binnen de SDE+-regeling aangeduid als het basisbedrag, bepaald. Daarnaast zijn ook het correctiebedrag en de basisenergieprijs belangrijke componenten van de SDE+-regeling. EZ gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en de vormgeving en uitvoering van de SDE+-regeling. Dit document geeft beknopt de uitgangspunten weer om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE+ 2018 goed uit te kunnen voeren. De uitgangspunten voor het subsidieadvies zijn opgesplitst in de uitgangspunten voor de basisbedragen (H2), de uitgangspunten voor de correctiebedragen (H3) en de uitgangspunten voor de basisenergieprijzen (H4).

2. Uitgangspunten berekening basisbedragen

2.1.1 Algemene uitgangspunten

- Onder de kostprijs van hernieuwbare energie wordt verstaan: "De gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de productie van hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie."
- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen van de categorieën zoals opgenomen in het eindadvies basisbedragen 2017 (tenzij anders aangegeven).
- Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aangepaste categorieën.
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE+ 2017 (tenzij anders aangegeven). Als het wenselijk is om hiervan af te wijken, dan wordt dit onderbouwd.
- Bij de afbakening van categorieën wordt in beginsel het nominaal vermogen gehanteerd, tenzij het wenselijker is een ander criterium te hanteren.
- Bij de keuze van de categorieafbakeningen wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag.
- Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in 2017 gehanteerd (8, 12 of 15 jaar) tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken.
- De basisbedragen worden in €/kWh uitgedrukt.

- De basisbedragen die > 0,20 €/kWh zijn worden opgenomen als '>0,20 €/kWh' en op hoofdlijnen doorgerekend.
- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Om een basisbedrag te kunnen adviseren voor een categorie, moet het aannemelijk zijn dat er meer dan één project voor in aanmerking komt. Is dit niet het geval dan wordt contact gezocht met EZ.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 juni 2017 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2018 van kracht is.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- Innovatieve technologieën worden beschouwd als betrouwbare technologie. Er wordt dus geen rekening houden met hogere kosten voor onderhoud of lagere vollasturen door het buiten bedrijf zijn van de installatie.
- In het geval een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie, bestaan de kosten van de referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie.
- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE+ aanvraag worden niet meegenomen.
- De volgende kosten moeten niet worden meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

2.1.2 Financiële uitgangspunten:

- Uitgangspunt voor alle categorieën is projectfinanciering.
- Rente, Rendement op Eigen Vermogen, WACC, Verhouding EV/VV worden per technologie bepaald en geconsulteerd.
- De voordelen van groenfinanciering worden verrekend als deze van toepassing zijn op het merendeel van de projecten binnen een categorie.
- Er wordt rekening gehouden met de Europese Staatssteunregels.
- Er wordt geen rekening houden met effecten van bevoorschotting of banking.
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsidieperiode.
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de NEV.
- Opslagen in verband met onbalans- en profielkosten worden zowel in de basisenergieprijs als in het correctiebedrag opgenomen.
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

2.1.3 Biomassa Algemeen:

- Bij de bepaling van de kostprijs van vloeibare biomassa wordt rekening gehouden met de accijnzen en duurzaamheidseisen die opgenomen zijn in de Europese Richtlijn voor hernieuwbare energie, voor zover deze eisen ook verplicht van toepassing zijn.
- Bij de bepaling van de kostprijs wordt voor de categorieën waar deze voor van toepassing zijn rekening gehouden met duurzaamheidseisen zoals opgenomen in de algemene uitvoeringsregeling van de SDE+.
- Voor het bepalen van de juiste referentiebrandstof wordt in eerste instantie uitgegaan van de binnen de SDE+ 2017 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kosteninschatting van de referentie-installatie in de bio-energiecategorieën.

- Het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren.

2.1.4 Warmte algemeen:

- Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De aansluiting van een project op dit distributienet (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) wordt wel meegenomen.
- Voor warmte/WKK wordt uitgegaan van een realistisch aantal vollasturen.
- Bij WKK en warmte-installaties wordt in het rapport expliciet aangegeven wat de fossiele referentie is voor het basisbedrag en in het geval van WKK, welke warmte/kracht-verhouding geldt.

2.2. Categorie-specifieke uitgangspunten

2.2.1 Waterkracht

- De categorie waterkracht betreft hernieuwbare elektriciteit geproduceerd door een productie-installatie waarmee door middel van hydro-mechanisch-elektrische omzetting hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd uit potentiële dan wel kinetische energie van stromend water dat niet specifiek ten behoeve van de elektriciteitsproductie omhoog is gepompt.
- Bij gebruik van waterkracht als opslagsysteem komt de waterkrachtinstallatie niet in aanmerking voor de SDE+.
- Als visgeleidingssystemen doorgaans vereist zijn, worden de kosten hiervoor opgenomen in de kosten van de referentie-installatie.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Geen

2.2.2 Zonne-energie

- De berekening van het basisbedrag van zon-PV is gebaseerd op een productie-installatie met een totaal vermogen groter dan of gelijk aan 15 kWp, voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen, die is aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van meer dan 3*80 A.
- De referentie-installatie maakt gebruik van de goedkoopste, kwalitatief toereikende, PV-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn. Verwachte kostendaling wordt meegenomen, gebaseerd op een combinatie van historische informatie en marktprojecties.
- Eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-PV zijn niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Grondkosten zijn niet in de kosteninschatting meegenomen.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Advies over het splitsen van de categorie zon-PV in twee of meer categorieën. Bij de bepaling van deze categorieën naast kostprijverschillen voor verschillende schaalgroottes ook rekening houden met:
 - o Afwijkende type systemen (zon-volgsysteem, drijvend, oost-westsysteem).
 - o Systemen waarvoor een kortere realisatietermijn van 18-24 maanden mogelijk is.
 - o De mate van eigen gebruik van opgewekte elektriciteit.
- Advies over de overwegingen om de categorie zon-thermie op te splitsen in meerdere categorieën.

2.2.3. Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die 10% lager ligt dan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE+ 2017 (0,0035 €/kWh).
- Participatiekosten worden niet meegerekend in de basisbedragen.
- Een basisbedrag uitrekenen voor de volgende windregimes:
 - o a. $\geq 8,0$ m/s;
 - o b. $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s;
 - o c. $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s of;
 - o d. $< 7,0$ m/s.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Geen aandachtspunten.

2.2.4. Geothermie

- Alleen projecten met een boordiepte van tenminste 500 meter komen in aanmerking voor SDE+.
- Onderscheid aanbrengen in projecten met een diepte van minimaal 500 meter en een diepte van minimaal 3500 meter.
- Rekening houden met de garantieregeling geothermie.
- Geen differentiatie in aantal vollasturen warmtebenutting uitwerken.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Zo mogelijk en relevant wordt een apart basisbedrag bepaald voor projecten met een boordiepte >3500 meter, projecten die uitgebreid worden en projecten die gebruik maken van een bestaande olie- of gasput.

2.2.5. Waterzuivering

- In samenwerking met de waterschappen wordt een nieuwe methodiek uitgewerkt die moet leiden tot een techniekneutrale stimulering van een verhoging van de biogasproductie bij RWZI's. Afhankelijk van het tijdig beschikbaar komen van de uitkomsten wordt dit opgenomen in het eindadvies.

2.2.6 Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Nieuwe biomassastromen, zoals voorbewerkte biomassa, worden op gelijke manier behandelen als andere biomassastromen.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Geen differentiatie van verschillende type biomassa opnemen binnen één categorie.
- Geen categorie verlengde levensduur van MEP-installaties opnemen.
- Categorie verlengde levensduur van SDE-installaties opnemen. Kenmerken baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten en die in 2018 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen beschikking. Dit zal mogelijk gaan om bio-wkk installaties.
- Geen categorie bij- en meestook voor biomassa opnemen.
- N.a.v. uitkomsten marktconsultatie geen advies uitbrengen voor een aparte categorie voor pyrolyse.
- N.a.v. uitkomsten marktconsultatie de kostenopbouw van de (gedeeltelijke) verduurzaming van aardgasgestookte wkk's door middel van een voorgeschakelde techniek niet onderzoeken.

- Een categorie doorrekenen voor installaties op B-hout, inclusief afwegingen over de verwachting van de langetermijnbeschikbaarheid van deze biomassa.
- Advies uitbrengen over de kostenopbouw van installaties die rechtstreeks poederhout inzetten in hun installatie zonder gebruik te maken van een ketel.
- De uitvoeringslasten en administratieve lasten nadrukkelijk meewegen in het bepalen van een geschikte ondergrens van kleine ketels.
- Voor biomassa installaties op vaste biomassa > 5 MW wordt een differentiatie in vollasturen overwogen in de regeling. Vandaar dat het wenselijk is voor de relevante categorieën basisbedragen te bepalen voor het aantal vollasturen oplopend van 2000 tot 8000 in tredes van 500 vollasturen.

2.2.7 Vergisting

- Hernieuwbaar gas-, WKK- of warmtehub worden niet apart doorgerekend.
- Bij covergisting uitgaan van cosubstraten die toegestaan zijn op de bijlage Aa van de meststoffenwet.
- Bij de categorie monovergisting voor installaties < 400 kW uitgaan van 100% dierlijke mest zonder coproducten.

Aandachtspunten 2018 t.o.v. 2017:

- Categorie verlengde levensduur van SDE-installaties opnemen. Kenmerken baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten en die in 2018 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen beschikking. Dit zal mogelijk gaan om zowel Allesvergisting en Mestcovergisting naar zowel warmte, WKK als groen gas.
- De markt voor mest is sterk in beweging. Daarnaast is er een grote verscheidenheid aan covergisting- en monomestvergistingconcepten op de markt. De relevante overwegingen om hier in de SDE+ adequaat mee om te gaan maken onderdeel uit van de opdracht. De vraag is daarbij ook of een aparte categorie covergisting naast allesvergisting en monomestvergisting nog wenselijk is.

2.3 Aanvullende kaders

Onderstaande uitgangspunten staan op gespannen voet met het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten moet gerealiseerd kunnen worden. Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen en om de meerkosten van elektriciteitsopwekking te beperken wordt ook een basisbedrag bepaald uitgaande van dezelfde referentie-installaties, maar met onderstaande aanvullende kaders.

- Voor binnenlandse biomassa wordt uitgegaan van de biomassaprijzen uit 2014 die voor de standaard inflatie (CPI) worden gecorrigeerd.
- Bij WKK-projecten die ook gebruik zouden kunnen maken van een ketel op vaste biomassa wordt het basisbedrag bepaald uitgaande van een maximale meerprijs van 0,13 €/ kWh per extra geleverde kWh elektriciteit bij maximale elektriciteitsproductie ten opzicht van de situatie waarin alleen een ketel wordt geplaatst.

3. Uitgangspunten Basisenergieprijs

- De hoogte van de basisenergieprijs bedraagt tweederde van de langetermijnenergieprijs.
- De langetermijnenergieprijs wordt afgeleid uit de recentste Nationale Energieverkenning.
- De langetermijnenergieprijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële energieprijzen in de komende 15 jaar.

- De berekeningswijze van de basisenergieprijs volgt de berekeningswijze van het correctiebedrag voor de categorie, zij het dat de marktindex vervangen wordt door de langetermijnenergieprijs.
- Voor de profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-PV wordt advies gegeven over de hoogte van deze kosten. De profiel- en onbalanskosten worden generiek voor heel Nederland bepaald.

4. Uitgangspunten Correctiebedrag

- Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie.
- De marktindex voor elektriciteit is de uurgemiddelde prijs van de APX day ahead.
- De marktindex voor gas is de TTF year ahead-notering op de ICE-Endex.
- Bij het bepalen van de gemiddelde marktprijs van warmte wordt rekening gehouden met de marktindex voor gas.
- Bij nieuwe categorieën geeft ECN advies over de berekeningswijze van het correctiebedrag.
- De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-PV worden apart bepaald..

Bijlage D Reactie op schriftelijke consultatie

Tabel 117: Consultatiereacties Algemeen, financiering, correctiebedragen

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
Voor wind in meer is de verhouding vreemd/eigen vermogen verschoven naar 80-20, waarbij met een rendement op eigen vermogen wordt gerekend van 14,5%.	Geen wijziging
Het criterium dat het merendeel van de projecten uit moet kunnen voor het basisbedrag en de wens om het aantal categorieën beperkt te houden, zijn twee uitgangspunten die heroverwogen moeten worden in het licht van het belang van de energietransitie en het halen van de doelen 2020/2023.	Doorgegeven aan EZ
Met de voorgestelde verlagingen van veel basisbedragen zijn er weliswaar nog steeds projecten die gerealiseerd worden, maar zeker niet het merendeel.	Daar waar extra bewijslast is aangedragen, is het advies aangepast.
In het algemeen heeft EZ de wens om het aantal categorieën binnen de SDE+ beperkt te houden. Er zijn echter goede redenen waarom nieuwe categorieën in de SDE regelmatig nodig zijn: Het vinden van een goede balans tussen het 'merendeel van de projecten' en het tegengaan van overstimulering, zie hierboven. De opkomst van nieuwe (sub)categorieën die niet passen binnen de huidige indeling. Voorbeelden van nieuwe categorieën om de tweede reden zijn momenteel vooral bij biomassa te vinden, waar nieuwe brandstof-technologie combinaties in de markt komen. Wij vinden het dan ook een logische ontwikkeling dat het aantal categorieën in de SDE in de loop der tijd zal toenemen, om recht te doen aan de groei en diversiteit van de hernieuwbare sector, en om de stimulering effectief én kosteneffectief te houden.	Doorgegeven aan EZ
Los van de precieze aannames binnen de SDE+-systematiek heeft ECN op diverse onderdelen van EZ kaders meegekregen die zorgen dat de berekeningen niet goed aansluiten bij de praktijk.	Doorgegeven aan EZ. ECN heeft daarenboven een zelfstandige verantwoordelijkheid in het aannemen van de opdracht, in de zin dat de kaders het wel mogelijk moeten maken om een efficiënt en effectief subsidiebedrag te kunnen adviseren.
Het conceptadvies geeft voor elke categorie ook aan hoe de correctiebedragen berekend worden, en geeft daarbij ter illustratie het definitieve correctiebedrag voor 2016. Daarbij is een belangrijke aanname in welke staffel van energiebelasting (EB) en ODE het verbruik van het referentiesysteem wordt ingeschat. In het conceptadvies blijft deze aanname impliciet, we verzoeken ECN deze aanname expliciet te maken zodat de markt het realiteitsgehalte daarvan beter kan toetsen.	Dit is in de notitie <i>Correctiebedragen 2018 t.b.v. SDE+ 2018</i> toegelicht.
In het conceptadvies wordt een aparte notitie aangekondigd over de basisprijs en -premie, die ook de basis zal zijn voor een update van deze bedragen in het eindadvies. Naar onze indruk leidt de huidige methode om de basisprijzen te berekenen tot een structureel te hoge schatting.	Dit is in de notitie <i>Basisprijzen SDE+ 2018</i> nader toegelicht.
Een aantal van de eerder door ons ingediende punten zien wij niet terugkomen in het <i>Conceptadvies basisbedragen SDE+ 2018</i> en hier is ook geen duidelijke reactie op terug te vinden in het <i>Consultatiedocument kostenbevindingen SDE+ 2018</i> . Die punten hebben wij opnieuw opgenomen in deze reactie.	Enkel waar opname van een reactie, die identiteit van de respondent zou onthullen, zien ECN en DNV GL af van opname van de reactie. In alle andere gevallen is sprake van een onbedoelde omissie.

De gehanteerde verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen gelden niet voor marktpartij. In principe financiert marktpartij de projecten vanaf de balans, dus met 100% EV.	ECN en DNV GL herkennen dat bij verschillende partijen en binnen verschillende categorieën, er overwegend van de balans gefinancierd wordt.
De Nederlandse Bank streeft naar een inflatie van beneden maar dichtbij de 2%. Volgens marktpartij is 2% de beste aanname voor de inflatie voor de lange termijn.	Het verwachte inflatiepercentage (cf. nationale energieverkenning) wordt gehanteerd, niet het beoogde inflatiepercentage.
Voor het toepassen van grootschalige zonthermische systemen, gekoppeld aan een warmtenet, sluit het correctiebedrag niet aan bij de praktijk. In de categorie >1MWth zou met de hoogste energiebelasting staffel gerekend moeten worden. In het geval van stadsverwarming vervangt zonthermie een gas-WKK en zou het correctiebedrag voor 'warmte-groot' toegepast moeten worden.	De voorgestelde berekeningswijze van het correctiebedrag is aangepast.
De ervaring uit de windenergiebranche is dat werkelijke rentes hoger liggen dan 2,5%, ook de rentes met groenfinanciering liggen aanmerkelijk hoger dan de genoemde 2%. Dat geldt nog sterker voor kleinere projecten (die ook noodzakelijk zijn voor de energie transitie)	Deze informatie strookt niet met de informatie aanwezig bij ECN en DNV GL.
De genoemde 2,5% rente op leningen voor projecten zonder groenfinanciering is te laag omdat de bandbreedte van gerealiseerde financieringen gemiddeld hoger is dan dit percentage. Dit percentage is gebaseerd op actuele informatie uit 2016/2017. De rente kan pas worden vastgelegd op het moment van financial close. Het betreft hier projecten die in 2018 subsidie aanvragen en dus pas in 2020 de rente contractueel kunnen regelen. Gegeven het grote tijdpad tussen de verzamelde onderzoeksgegevens en het vastzetten van de rente voor een project is het weinig zinvol om de rente voor de kostenberekening op actuele situaties te baseren en ligt het meer voor de hand om dit bijvoorbeeld op 5-jaarlijkse gemiddelde waarden te baseren.	De aard van deze redenering is basis geweest voor ECN en DNV GL om behoedzaam om te gaan van wijzigingen in de rentestand. Gezien de lange periode dat de lage rentestanden al aanhouden, handhaven ECN en DNV GL de gebruikte rentestanden.
De ervaring uit de windenergie branche is dat een verzekering voor het afdekken van het risico dat de elektriciteitsprijs onder de 'floor' zakt niet verkrijgbaar is. Het risico is daardoor niet af te dekken met als gevolg hogere financieringskosten (>0,002 €/kWh) door een hoger risico.	De geadviseerde basisprijs SDE+ 2018 is verlaagd ten opzichte van vorig jaar.
Gesteld wordt dat de rente op de lening voor een biomassa-project slechts van beperkte invloed is op het basisbedrag; "afgerond vaak geen effect". Deze stelling kan de marktpartij niet volgen. Wanneer de investering voor een biomassaketel van 1 MW € 800.000 is, de lening 70 % daarvan, en de rente 8 % in plaats van de door ECN veronderstelde 2.5 %, dan zijn de rentekosten € 44.800 per jaar in plaats van € 14.000. Per kWh (bij 3000 draaiuren) dus 1 cent verschil. Dat is dus een significant verschil, en is dus meer dan van een "beperkte invloed"	De opmerking had betrekking op een referentie-installatie van 7000 vollasturen. Verder is de spreiding tussen 2,5% en 8% niet de spreiding die ECN en DNV GL op het oog hebben bij de doorsnee variatie in de rentestanden tussen categorieën.
Met de deadline op 11 augustus 2017 geeft u marktpartijen 2 weken en 2 dagen de tijd, midden in de zomervakantie. Dit vinden wij kort en geen passende periode, gezien u nadrukkelijk om cijfermatige onderbouwingen met onderliggende offertes vraagt.	De consultatieperiode is verlengd tot 18 augustus.
U geeft aan dat voor het eerst 2 consultatiemomenten zijn ingebouwd. Aan het eerste moment is weinig ruchtbaarheid gegeven. Zowel via RVO als EZ. Daarnaast wordt naar onze mening met 2 consultatiemomenten per jaar erg veel tijdsinspanning van marktpartijen gevraagd.	De opmerking wordt meegenomen bij de planning van de activiteiten in 2018.
Kosten voor warmtedistributenetten aan de vraagzijde wordt niet meegenomen in de berekening. Betekent dit dat u geen nieuwe distributenetten wilt subsidiëren, enkel vervanging van bestaande brandstoffen door duurzame brandstoffen? Zelfs als dit betekent dat hiermee het benutbare potentieel sterk wordt gereduceerd?	De achtergrond van het uitgangspunt ligt besloten in de keuze om met de SDE+ geen distributenetten te subsidiëren.

<p>U geeft zelf al aan dat voor biomassaprojecten in het verleden hogere rentes werden gerekend, toch neemt u dit niet mee in de berekeningen. Onze ervaring leert dat biomassaprojecten slechts incidenteel een lage rentes krijgen toegekend, financieringen zitten hoger, de senior debt is rond de 3 tot 3,5%. De gemiddelde rente komt zelden boven 4%.</p> <p>De EV/VV-verhouding is eerder 40%/60%. 30% eigen vermogen is niet realistisch voor biogas projecten. Gezien de basis voor de berekeningen van het basis bedrag sterk gerelateerd zijn aan het rendement op het EV heeft dit veel invloed op het benodigde basisbedrag voor een positieve exploitatie. Afhankelijk van de investering is zo een 6-10% hoger basisbedrag nodig.</p>	<p>ECN en DNV GL blijven terughoudend om deze parameters op enkele categorieën toe te passen. Deze genoemde cijfers sluiten wel aan bij de informatie die ECN en DNV GL verzameld hebben. Belangrijke kanttekening is dat het merendeel van de biomassaprojecten niet op projectbasis gefinancierd zijn. Voor die projecten dreigt oversubsidiëring als de basisbedragen worden aangepast aan deze parameters.</p>
<p>Tabel 8. De gehanteerde categorieën voor biomassavergisting komen niet overeen met de categorieën in H9</p>	<p>Bij biomassavergisting is geprobeerd tot een vereenvoudiging van de categorie-indeling te komen. In het eindadvies wordt geconcludeerd dat ECN en DNV GL een vereenvoudiging niet kunnen adviseren op grond van de verschillen in kostprijs.</p>
<p>De correctiebedragen voor warmte bij geothermie zijn te hoog. De warmte vanuit de huidige geothermieprojecten is in de huidige constellaties van de fabriek veel minder waard met een take or pay verplichting van 15 jaar en > 5500 uur/jaar, ten opzichte van warmtevoorziening zoals reeds voorzien. Bijvoorbeeld warmte via een eigen voorziening HR Ketel of WKK. Bijgaande kosten dienen ook mee te worden genomen: transport, back-up, exergie woningbouw, waarde CO2 in glastuinbouwprojecten.</p>	<p>Het correctiebedrag voor geothermie wordt berekend als 70% van de gasprijs. Dit is al een relatief lage prijs van warmte, vergeleken met de prijs van warmte die direct uit een ketel komt.</p>
<p>Het correctiebedrag voor warmte is t.o.v. 2017 met 33% gestegen (van 0,012 naar 0,016). Wat is de redenering en berekening achter deze stijging?</p> <p>Marktpartij uit grote zorg bij dit advies om de correctiebedragen te verhogen en kan dit niet rijmen met de praktijkervaringen uit de laatste jaren.</p>	<p>De recente stijging van het correctiebedrag volgt direct uit een gestegen gasprijs, zie notitie <i>Voorlopige correctiebedragen 2018</i>.</p>
<p>Marktpartij is groot voorstander van de introductie van een warmtestaffel en positief over de eerste uitwerking. Graag zouden wij in 2018 de warmtestaffel geïntroduceerd zien voor in ieder geval de categorieën 'Ketel op vloeibare biomassa' en (de naar warm-water te verbreden) 'Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MW_{th}', zie ook bovenstaande punten.</p>	<p><i>Het al dan niet invoeren van een warmtestaffel volgt een gescheiden proces en is geen onderdeel van dit advies.</i></p>
<p>De eerste uitwerking van de warmtestaffel wordt als positief gewaardeerd en zou wat de markt betreft in de SDE+ 2018 moeten worden geïntegreerd voor alle duurzame warmte opties. Op korte termijn wil de sector, in overleg met EZ, komen tot verdere uitwerking van het concept. Daarbij zien we ook een verschil tussen een warmtestaffel die is verbonden aan verschillende toepassingsgebieden, waarbij specifieke installaties onderling verschillende maar van jaar op jaar wel constante aantallen vollasturen hebben, en een 'flexibele warmtestaffel' voor toepassingen met een jaarlijks fluctuerend aantal vollasturen (bijv. seizoensinvloeden of ingroei van stadsverwarming). Daarnaast realiseren we ons dat een dergelijke nieuwe systematiek ook mogelijke risico's kent. De sector stelt voor om op korte termijn met NVDE en ECN een 'huffer-proef' sessie te organiseren om de valkuilen te onderkennen en te verkennen hoe deze te ondervangen. Op basis van deze sessie kan ook worden gezien welke categorieën het meest geëigend zijn voor een warmtestaffel. We hechten er belang aan dat de warmtestaffel in de SDE+ 2018 wordt opgenomen.</p>	<p><i>Het al dan niet invoeren van een warmtestaffel volgt een gescheiden proces en is geen onderdeel van dit advies.</i></p>
<p>Een snelle en verantwoorde introductie van de warmtestaffel in 2018 is van groot belang</p>	<p><i>Het al dan niet invoeren van een warmtestaffel volgt een gescheiden proces en is geen onderdeel van dit advies.</i></p>

Tabel 118: Consultatiereacties zon-PV

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>Het conceptadvies wordt gepresenteerd als een objectief, bijna technisch rapport. Er worden echter een aantal fundamentele keuzes gemaakt die in feite beleidskeuzes zijn. Die keuzes sturen de ontwikkeling van zon-PV in een bepaalde richting omdat bepaalde categorieën projecten worden bevoordeeld ten opzichte van anderen. Voorbeelden: de cutoff bij 1 MWp, standaardproject van 5 MWp, meenemen van de effecten van eigenverbruik.</p>	<p>Het advies wordt gegeven binnen de uitgangspunten die het Ministerie van Economische Zaken opstelt.</p>
<p>Nergens in het rapport worden de trends onderscheiden die leiden tot kostenstijgingen. Vanuit de branche zelf en vanuit de verzekeringswereld worden steeds sterkere veiligheidseisen gesteld. Bliksembeveiliging, brandbeveiliging en overspanningsbeveiliging drijven allemaal de kosten van een PV-installatie op.</p>	<p>Er zijn inderdaad verschillende krachten zoals mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen die prijsverhogend werken. De algemene trend is echter dat de typische totale investeringskosten van PV-systemen blijven dalen.</p>
<p>“Bij de gekozen referentie wordt ervan uitgegaan dat het project kan worden aangesloten op een bestaande netwerkaansluiting.” Om een optimaal gebruik van de beschikbare dakoppervlaktes te stimuleren moet deze relatie juist worden losgelaten.</p>	<p>In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw.</p>
<p>“Installaties voor zon-PV kennen een substantieel aandeel eigen gebruik van elektriciteit. ECN stelt voor hiervoor te corrigeren. Het aandeel eigen gebruik ligt gemiddeld genomen rond 2/3e van de totale productie.” Dit percentage is in onze ervaring veel te hoog ingeschat. Vijftig procent is al tamelijk gunstig.</p>	<p>Het aandeel van 2/3^e is een gemiddelde, berekend uit de verhouding tussen GvO's netlevering en GvO's niet-netlevering van SDE+-projecten > 15 kWp.</p>
<p>Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp: “De referentie-installatie voor fotovoltaïsche systemen (PV-systemen) ≥ 1 MWp betreft een grondgebonden systeem van 5 megawattpiek (MWp).” Deze referentie ligt buiten de realiteit. Systemen van deze omvang zijn en blijven vrij zeldzaam tenzij deze bewust worden gestimuleerd. Er is wel een categorie superprojecten maar dat zie je niet in een gemiddelde grootte.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben het gehele palet van projectaanvragen en -gunningen geanalyseerd. De trend van de ontwikkeling van grootschalige PV-systemen is ingezet en zal naar verwachting, net zoals in de omliggende landen, ook in Nederland doorzetten.</p>
<p>De zonnepanelenmarkt is een internationale markt. Modules gaan daar heen waar de prijzen het hoogst zijn. Recentelijk is bekend geworden dat alle partijen zonnepanelen naar de VS sturen en er niet of nauwelijks geleverd wordt in Nederland, ondanks inkoopafspraken hierover. Dat betekent dat SDE+ subsidieverlaging op basis van verwachte prijsverlagingen van de modules niet altijd juist is en dus ook onderhevig is aan internationale marktontwikkelingen.</p>	<p>ECN en DNV GL zijn bekend met het fenomeen dat regionale omstandigheden effect kunnen hebben op prijzen. Deze fenomenen zijn echter tijdelijk en kunnen veranderen van jaar tot jaar. Er wordt daarom gekozen om actuele regionale verschillen niet mee te nemen, maar om wereldwijde trends te gebruiken.</p>
<p>Marktpartijen zijn positief over het onderscheid dat gemaakt wordt tussen kleine en grote projecten, met uitzondering van de wijze waarop nu de basisenergieprijs is opgenomen voor de kleinere installaties tot 1 MW. Het lijkt beter deze gelijk te houden voor alle projecten. Tevens wordt graag gezien dat een dakstabiliteitsanalyse als vereiste wordt opgenomen bij de subsidieaanvraag indien het een dakaanvraag betreft.</p>	<p>Het eisen van een dakstabiliteitsanalyse kan voor kleine projecten een ongewenste barrière vormen voor het aanvragen van subsidie. Het is niet aan ECN en DNV GL om hierover te adviseren binnen het kader van dit adviesproject.</p>
<p>Het uitgangspunt van EZ rondom kosten locatie zon-PV is bevreedend. Grondkosten beslaan een significant deel van de investering, waarbij opgemerkt kan worden dat deze kosten zelfs stijgen. Ook in vergelijking met wind op land projecten, waarbij wel kosten voor grond worden opgevoerd, vormt dit een merkwaardig uitgangspunt.</p>	<p>Het is waarschijnlijk dat grootschalige PV-projecten vaker te maken krijgen met kosten voor het leasen of huren van de locatie waar het PV-systeem gerealiseerd wordt. Op basis van een selectie van projecten stellen ECN en DNV GL voor om 3 €/kWp/jaar op te nemen voor opstalrechtkosten voor de regeling van 2018.</p>

<p>Er wordt gesteld dat installaties voor zon-PV een substantieel aandeel eigen gebruik van elektriciteit kennen. Hierbij wordt aan het feit voorbij gegaan dat ook veel projecten een lease-constructie kennen, waarbij geen energiebelastingvoordeel genoten wordt. Deze projecten zullen met de nieuwe correctiemethodiek niet meer van de grond komen.</p>	<p>De lusten en lasten van het kiezen van een lease-constructie zijn voor de marktpartijen.</p>
<p>De opbouw van de investeringskosten voor zon-PV ≥ 1 MWp is voor ons niet duidelijk. Er staat weliswaar 0,44 €/Wp voor moduleprijs en 0,084 €/Wp voor omvormers, maar een indicatie van specificering voor arbeid, bekabeling, etc. ontbreekt. Ook de kosten van de netwerkaansluiting bepalen voor een belangrijk deel de hoogte van de investeringskosten. Wordt bij de bepaling van de kosten van PV-systemen ook rekening gehouden met OZB?</p>	<p>Sommige kosten zijn project-specifiek. In de opbouw van de investeringskosten is een deel voorzien voor kosten van de netwerkaansluiting.</p> <p>Ook is de OZB dermate variabel dat deze niet apart bepaald wordt; aangenomen wordt dat deze vanuit het rendement op eigen vermogen gedragen wordt.</p>
<p>De vaste O&M-kosten worden gesteld op 1% van de investeringen. In tabel 19 en in het OT-model staat voor de vaste O&M-kosten 14,7 €/kWp/a. Voor ons is niet duidelijk waar dit getal op gebaseerd is. Wordt bedoeld dat de totale O&M-kosten 1% van de investeringen zijn, dus inclusief variabele O&M-kosten? Welke kosten vallen hier onder de variabele O&M-kosten?</p> <p>Voor grootschalige zonnevelden lijkt dit percentage van 1% voor O&M-kosten aan de lage kant. Wij gaan in onze projecten uit van 2,5-2,6%, inclusief vervanging van de inverters.</p>	<p>Het is waarschijnlijk dat grootschalige PV-projecten vaker te maken krijgen met kosten voor het leasen of huren van de locatie waar het PV-systeem gerealiseerd wordt. Typische jaarlijkse kosten voor opstalrechten liggen tussen 2000 en 4000 €/ha. In het conceptadvies wordt een jaarlijks bedrag aan opstalrechtkosten gehanteerd van 6 €/kWp/jaar. De in het conceptadvies genoemde 14,7 EUR/kWp/a bestaat uit 8,64 (1% van investeringskosten) + 6 €/kWp/jaar. Op basis van een selectie van projecten stellen ECN en DNV GL voor om 3 €/kWp/jaar op te nemen voor opstalrechtkosten voor de regeling van 2018.</p> <p>Omvormervervanging is in de gebruikte methodiek geen onderdeel van de O&M kosten, maar wordt in het conceptadvies als eenmalige kostenpost in jaar 12 opgenomen. In het eindadvies is de waarde van deze post verlaagd om alleen rekening te houden met gebruikskosten van jaar 12 tot en met jaar 15.</p>
<p>De belangrijkste wijziging rond zonne-energie is de splitsing van zon-PV in twee categorieën. We ondersteunen deze splitsing omdat deze recht doet aan de toenemende diversiteit aan PV-projecten. Het huidige voorstel lijkt echter nog niet voldragen wat betreft systeemafbakening, met name op het punt van het percentage eigen verbruik. Wij verzoeken u op het punt van het percentage eigen verbruik een jaar uitstel te overwegen teneinde tot een meer solide aanpassing te komen.</p>	<p>De opmerking over het percentage eigen gebruik wordt ook meegegeven aan EZ.</p>
<p>In het voorbeeldcijfer correctiebedrag (tabel 18) is gerekend met een EB en ODE uit de staffel 10.000-50.000 kWh. Dit is een fout volgens ons, en zou de staffel 50.000 – 10.000.000 kWh moeten zijn. Dit maakt veel uit in het voorbeeldcijfer van het correctiebedrag. Dat wordt dan 0,044 i.p.v. 0,073 ct/kWh.</p>	<p>Het geadviseerde correctiebedrag is aangepast, zie de notitie <i>Correctiebedragen 2018 t.b.v. SDE+ 2018</i>.</p>
<p>Het bedrag 0,073 ct/kWh veroorzaakt nu grote zorgen over hoge risico's in het correctiebedrag bij zowel lopende projecten als bij nieuwe inschrijvers. We verzoeken ECN daarom een erratum uit te brengen hierop om de grote onrust die er is weg te nemen, ook i.v.m. de huidige voorbereidingen op inschrijven voor najaarsronde 2017.</p>	<p>Het bedrag van 0,073 ct/kWh was niet het resultaat van een verkeerde berekening. Daarmee was er geen grond voor een erratum.</p>
<p>Eigen verbruik van 2/3de is naar inschatting van marktpartijen te hoog. De praktijk kent een grote variëteit aan projecten. Een forfaitaire waarde is dus erg moeilijk te bepalen en zal een naar verwachting een groot deel projecten frustreren of tegenhouden. Bijvoorbeeld projecten met een laag eigen verbruik (zoals distributie centra met grote daken) en alle lease aanbieders (waarbij SDE begunstigde een andere partij is dan de stroomgebruiker het nut heeft van het eigen verbruik).</p>	<p>Het bezwaar tegen het gebruik van een forfaitaire waarde wordt meegegeven aan EZ.</p>
<p>Er wordt uitgegaan van 2% daling op arbeidskosten. Dit zien wij in de praktijk niet, vooral niet bij kleinere SDE+-projecten. Hoe kleiner het project, en hoe hoger de kwaliteitseisen, hoe groter is het percentage arbeidskosten in de totale projectsom (installateur, adviseurs, salesgesprekken, nazorg, etc). We betwisten dat arbeidskosten dalen, deze stijgen momenteel, en de verwachting is dat dat zo blijft, vanwege arbeidsschaarste op deze markt, wat de prijs voor arbeid opdrijft.</p>	<p>Door een toenemende krapte op de arbeidsmarkt wordt door ECN en DNV GL verondersteld dat installatiearbeidskosten gelijk blijven ten opzichte van vorig jaar.</p>

De indeling in klassen kunnen wij, voor nu, onderschrijven voor zowel zonthermie als zon PV. Wel willen we onderzoeken of een meer verfijnde indeling niet beter is, om de verschillende submarkten goed te kunnen faciliteren. We verwachten dat de grens van 500 kWp Zon PV is, m.b.t. projecteisen, en een grens 1 MWp als grens voor basisbedrag en correctiebedrag ook verwarrend is in de praktijk. Eén grens heeft onze voorkeur (bijvoorbeeld 500 kWp), met in de toekomst mogelijk meer verfijning.	De keuze voor een splitsing bij 1 MWp voor PV is voornamelijk gemaakt om geen belemmering op te werpen voor systemen tussen 500 en 1000 kWp (lager basisbedrag) en om een duidelijke scheiding tussen dak en grondgebonden systemen te maken.
Wij vragen ons af waarom het 250 kWp het referentiesysteem is gebleven, nu er een nauwere klasse is bepaald. Zou dit niet een lager vermogen moeten zijn?	Uit een analyse van toegekende PV-systemen in de SDE+-regeling blijkt dat een referentiesysteem van 250 kWp een goede referentie is in de verdeling van de systeemgroottes tot 1 MWp. In het verleden waren systemen groter dan 1 MWp schaars.
Aangezien u een uitzondering maakt voor installaties met een zonvolgsysteem (1190 vollasturen versus 950 vollasturen voor een gefixeerd systeem) volgt daaruit dat voor zgn. oostwestinstallaties evenzo een correctiefactor geïntroduceerd dient te worden. Met de huidige opzet streeft de overheid niet naar een maximale opbrengst per vierkante meter dakoppervlak, maar naar een maximale opbrengst per vierkante meter zonnepaneel. Daarmee laat u onnodig opbrengst (kWh-en) liggen. Oostwest georiënteerde installaties hebben een opbrengst van ca. 85% van een zuidelijk gerichte stand. Dat resulteert in ca. 1100 vollasturen voor oostwestinstallaties.	Oost/west georiënteerde systemen hebben typisch een lager aantal vollasturen per kWp vanwege de suboptimale oriëntatie. Het heeft dus geen toegevoegde waarde om het maximale aantal vollasturen te verhogen voor dergelijke systemen.

Tabel 119: Consultatiereacties zonthermie

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>De huidige wijze waarop zonthermische systemen in SDE+ regeling opgenomen zijn, kent nog steeds onduidelijkheden en ongewenste effecten.</p> <p>Ten eerste is er de keuze om, in plaats van met hoogwaardige zonnecollectoren, te werken met laagwaardige producten. Vanwege de vast veronderstelde opbrengst van collectorsystemen is de budgetclaim van deze systemen aanzienlijk. Voorstel is om alleen collectoren die een keurmerk hebben (bijvoorbeeld Solar Keymark) te accepteren in de regeling.</p> <p>Een tweede ongewenst effect is dat er een prikkel is om te ontwerpen op lage temperaturen in plaats van op de energetisch meer nuttige hogere temperaturen. Deze laatstgenoemde ontwerpvariant is noodzakelijk om te komen tot warmtelevering aan warmtenetten.</p>	<p>Beide punten zijn bekend. Een aanvulling wat betreft de budgetclaim door laagefficiënte systemen: het klopt dat de claim weliswaar hoog is, maar het uiteindelijk uit te keren bedrag is naar verwachting lager, omdat de opbrengst uit deze systemen kleiner is. Om de ongewenste effecten tegen te gaan bestaan verschillende mogelijkheden, die echter allemaal aanpassingen aan de regeling vereisen. Na de belangrijke wijziging van het opsplitsen in twee vermogenscategorieën (SDE+ 2018) wordt hiervoor nu niet gekozen, mogelijk wel in de toekomst. Opties zijn onder andere: a.) een keurmerk verplicht stellen teneinde zelfbouwcollectoren te weren, b.) strikter de directe toepassing van de warmte beoordelen (dus bijvoorbeeld niet voor regeneratie van WKO), en c.) minimale eisen stellen aan de temperatuur van het warmtemedium. Hoge temperatuursystemen kunnen overigens mogelijk ook onder andere regelingen vallen, zoals bijvoorbeeld de regeling Hernieuwbare Energie²³ of de Demonstratie Energie-Innovatie²⁴.</p>

²³ De regeling Hernieuwbare Energie van RVO geldt voor innovatieve projecten en sluit op 31 maart 2018. Het subsidieplafond bedraagt 50 miljoen euro. Meer informatie: <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/hernieuwbare-energie>.

²⁴ De regeling Demonstratie Energie-Innovatie (DEI) geldt voor het demonstreren van energie-innovaties die daarbij de Nederlandse economie versterken. Meer informatie: <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/demonstratie-energie-innovatie>.

De aanname dat de investeringskosten van grootschalige zonthermische systemen (boven 1 MWth) lager zijn, is onjuist. Er is weliswaar een kostenreductie wegens de schaalvergroting (ordegrootte 10% tot 15%), maar er zijn ook kostenverhogende aspecten: kosten voor grond, warmteopslagsysteem, transportleidingen, omgevingsvergunning en milieuvergunning. Alle kosten tezamen bezien zijn deze grootschalige projecten zeker niet goedkoper dan de projecten kleiner dan 1 MWth. De vergelijking met de kostenniveaus voor grootschalige systemen in Denemarken gaat bovendien mank omdat er daar de afgelopen jaren veel meer ervaring is opgebouwd met deze toepassing.	Niet alle genoemde kostencomponenten kunnen in de SDE+ meegenomen worden. Er wordt bijvoorbeeld verondersteld dat er geen kosten zijn voor een buffervat. Ook vallen de transportleidingen buiten het collectorveld niet binnen de systeemgrenzen. Vanwege enkele van de genoemde aspecten, wordt het investeringsbedrag voor grootschalige zonthermische systemen voor SDE+ 2018 licht verhoogd.
Door een keurmerk (bijvoorbeeld Solar Keymark) te verplichten kan de opbrengst van een systeem beter ingeschat worden.	Dit wordt meegegeven aan EZ.
Voor het toepassen van grootschalige zonthermische systemen, gekoppeld aan een warmtenet, is het aantal vollasturen lager dan de aangenomen 700 uren per jaar. Dit vanwege de hoge temperaturen die bereikt moeten worden.	Zie hiervoor het antwoord op de eerste kwestie, bovenaan in deze tabel.

Tabel 120: Consultatiereacties windenergie

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
In paragraaf 5.1 van het conceptadvies wordt als uitgangspunt gehanteerd dat de investeringskosten (Capex) en de Opex (O&M, zijnde grondkosten en garantie en onderhoudskosten) zijn gedaald. Transparantie omtrent deze aannames ontbreekt.	De Capex en Opex zijn vastgesteld door een consultatie in de markt over huidige prijzen. Vanwege de vertrouwelijkheid van de informatie kunnen wij geen volledige transparantie bieden in hoe de bedragen zijn vastgesteld.
De SDE loopt in 2020 af. Momenteel ervaren wij een enorme druk om voor 2020 te ontwikkelen en SDE aan te vragen. Bedreiging van de continuïteit is wat de energietransitie geen goed doet. Tevens worden projecten versneld ingediend. Hierdoor worden bestaande windparken versneld vervangen wat kapitaalvernietiging tot gevolg heeft.	Het SDE beleid vanaf 2020 is geen onderdeel van deze consultatie. Het signaal zal doorgegeven worden aan het Ministerie van Economische Zaken.
De windkaart (figuur 1, pagina 33) bevat wijzigingen bij de Maasvlakte II). Een consistente/ stabiele windkaart is belangrijk voor een goed investeringsklimaat: ontwikkelingen worden opgestart op grond van bepaalde zekerheden en toekomstverwachtingen.	De windkaart is door RVO en het Ministerie van Economisch Zaken aangepast vanwege lokale grote verschillen. De windkaart zelf is opgesteld door het KNMI.
De windkaart van de winddifferentiatie is te onnauwkeurig uitgewerkt; voor sommige projecten zouden meerdere categorieën moeten gelden. Dit is specifiek het geval bij grote gemeenten die op één categorie zijn vastgesteld. In de SDE-systematiek is deze onnauwkeurigheid reeds onderkend voor de gemeente Rotterdam, waar de gemeente is opgedeeld in 3 windklassen. De onnauwkeurigheid die de winddifferentiatie voor uitgestrekte gemeenten met zich meebrengt kan niet langer genegeerd worden nu de SDE prijzen zo ontzettend scherp worden neergezet. Wij verzoeken u daarom om deze onnauwkeurigheid in de systematiek weg te nemen.	Dit signaal zal worden doorgegeven aan het Ministerie van Economische Zaken.

<p>Wij constateren dat de voorlopige basisbedragen voor de categorieën Wind op Land en Wind in Meer in 2018 significant lager zijn dan voorgaande jaren. Aangezien de basisbedragen de afgelopen jaren steeds zijn afgenomen, voorzagen we ook voor 2018 een daling. Echter is de voorlopige afname van de basisbedragen Wind op Land (Windsnelheidscategorie $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s) tussen 2017 en 2018 (13,3%) bijna drie keer zo groot als de afname tussen 2015 en 2016 (4,7%) en ruim anderhalf keer zo groot als de afname tussen 2016 en 2017 (8,5%). Voor Wind in Meer is de afname tussen 2017 en 2018 (10,6%) bijna een kwart groter dan tussen 2016 en 2017 (8,8%). Bovendien werden in voorgaande jaren de definitieve basisbedragen stevast lager vastgesteld door het Ministerie van Economische Zaken dan opgenomen in het conceptadvies. Als dat dit jaar weer zo is worden de verschillen dus nog groter. Projecten die nastreven om in 2018 SDE+ aan te vragen worden hierdoor geconfronteerd met een substantieel lagere SDE+ bijdrage dan verwacht, terwijl de ontwikkeling van het project vaak al jaren onderweg is. De lage basisbedragen hebben tot direct gevolg dat de risico-rendementsverhouding, die al onder druk stond, verder onder druk komt te staan. Dit maakt de verdere ontwikkeling onzeker, terwijl er al investeringen gedaan zijn.</p>	<p>De Capex en Opex zijn vastgesteld door een consultatie in de markt over huidige prijzen. Voor 2018 wordt tevens een positief investeringsklimaat verwacht, en via de financiële parameters zet de daling in de basisbedragen zich voort. De projecten die in 2018 SDE+ aanvragen, zouden dus gebruik moeten kunnen maken van deze kostendalingen en het verwacht positieve investeringsklimaat.</p>
<p>Marktpartij is verbaasd over de sterke daling van de basisbedragen voor Wind op land van 13 tot 16%, hoofdzakelijk als gevolg van lagere investeringskosten. De marktpartij ziet weliswaar ook een daling in de kosten voor wind op land, maar niet zo fors als deze percentages. Het is ons niet helemaal duidelijk waar deze daling op is gebaseerd. De marktpartij ziet momenteel wel een duidelijke daling van de turbineprijzen, maar zien dit niet als een zekere en robuuste daling. Het is een mogelijk tijdelijk effect omdat momenteel de vraag in andere landen laag is, waardoor op dit moment het aanbod aan windturbines nog groter is dan de vraag. De verwachting is dat dit weer zal gaan verschuiven. De vraag is ook of de aanbieders van turbines de noodzakelijke prijsdaling in Nederland kunnen en willen bijhouden. Hiermee ontstaat voor projectontwikkelaars een serieus risico, met een grote afhankelijkheid die buiten hun eigen beïnvloedingssfeer ligt.</p>	<p>Inspreker geeft aan dat kostendaling inderdaad plaatsvindt, maar waarschuwt ervoor dat dit een tijdelijk effect kan zijn. ECN/PBL en DNV GL zullen dit blijven monitoren.</p>
<p>De basisbedragen in het conceptadvies liggen lager dan algemeen in de windenergie branche als realistisch wordt gezien. In het bijzonder bij projecten in gebieden met een lagere windsnelheid en/of met aanvullende eisen uit de omgeving met betrekking tot plaatsing, grootte, omgevingsbijdrage, etc. (dat geldt ondertussen voor de meeste projecten in Nederland) is de teneur dat een hoger basisbedrag (nu nog) noodzakelijk is. Een te snelle reductie van de basisbedragen (mogelijk mede ingegeven door succesverhalen uit het buitenland en de tenders wind op zee, die alle niet zijn te vergelijken met de situatie op land in Nederland) zal een schok in de markt teweeg brengen met juist een negatief effect op de ontwikkeling duurzame energie. Het succes van de SDE+ regeling (en het Energieakkoord in z'n algemeenheid) is de stabiliteit die dit beleid biedt.</p>	<p>Vertrouwen in een stabiele SDE+-regeling op lange termijn, ontstaat niet bij een constante SDE+-regeling, maar een SDE+-regeling die zo goed mogelijk de behoeftes van de markt volgt.</p> <p>Het advies van ECN en DNV GL is opgesteld op basis van door ECN en DNV GL verzamelde informatie, waarbij er geen intentie is – noch in het advies noch in de opdrachtverlening – om de subsidie kariger te maken dan in voorgaande jaren.</p>
<p>Inspreker suggereert om het traject naar subsidievrije windenergie voor de komende jaren gezamenlijk uiteen te zetten (bijvoorbeeld routekaart met jaarlijks stabiel afnemende basisbedragen (onafhankelijk van de deels arbitraire (o.a. rendement op eigen vermogen) jaarlijkse vaststellingen van kostprijs).</p>	<p>Dit voorstel zal aan EZ doorgegeven worden.</p>

<p>Inspreker deelt de visie dat een verdere significante en gestage daling van de SDE+ in de komende jaren te realiseren is, echter vanwege de lange doorlooptijden van wind op land projecten, waarbij vroeg in de voorbereidende fase al belangrijke business case drivers als grondvergoedingen en te vergunnen turbine dimensies moeten worden vastgelegd, zijn de mogelijkheden om op korte termijn te reageren op onverwacht grote dalingen van de SDE+ beperkt. Dit zet een groot vraagteken bij de haalbaarheid van projecten die nu reeds ver in de voorbereidende fase zijn, maar waarvoor nu nog niet kan worden voldaan aan alle voorwaarden voor SDE+ (een afgegeven vergunning). Een heel duidelijke maar tegelijkertijd meer voorzienbare jaarlijkse afbouw van de SDE+ zou zowel invulling geven aan de verdere noodzaak van drastische kostenverlaging, maar tevens ook het tempo houden in de bijdrage van wind op land aan de energie transitie.</p>	<p>Het conceptadvies geeft de basisbedragen waarvoor het referentieproject met het merendeel van de mogelijke windturbines door zouden moeten kunnen gaan. De daling van het basisbedrag volgt de daling van verschillende prijzen zoals ECN en DNV-GL deze hebben gesignaleerd in de markt voor 2018. De keuze voor meer voorzienbaarheid in de SDE+ is een keuze van EZ.</p>
<p>In het conceptadvies wordt een significante daling in windturbineprijzen genoemd. Verder staat er: "De bijdrage van de meerkosten zijn ongewijzigd ten opzichte van de waarde zoals gebruikt voor het eindadvies voor SDE+ 2017." Ter verduidelijking, worden hiermee de absolute meerkosten bedoeld of zijn de procentuele meerkosten (33%) gelijk gebleven? Naar onze mening is het niet gerechtvaardigd om aan te nemen dat de meerkosten significant zijn gedaald, dus zouden niet de procentuele maar de absolute meerkosten ongewijzigd moeten blijven ten opzichte van de SDE+ 2017.</p>	<p>Passage in tekst luidt: "De bijdrage van de meerkosten zijn ongewijzigd ten opzichte van de waarde zoals gebruikt voor het eindadvies voor SDE+ 2017. De totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1200 €/kW". Het gaat inderdaad om het gelijk blijven van de absolute meerkosten, dientengevolge gaat het percentage van de meerkosten omhoog.</p>
<p>Het geadviseerde basisbedrag voor wind in meer is onbegrijpelijk hoog. Verwacht mag worden dat dit bedrag zal liggen tussen het basisbedrag van wind op land en de recent gerealiseerde tenderbedragen van wind op zee. Deze liggen in dezelfde ordergrootte: het tenderbedrag voor Borssele 3+4 bedroeg 54,5 euro (exclusief ca. 20 euro voor de netaansluiting). Op grond hiervan zou een basisbedrag te verwachten zijn dat zich bevindt in de range voor wind op land.</p>	<p>Een verlaging van het aandeel van eigen vermogen van 25% naar 20% was niet doorgevoerd in de berekeningen voor wind in meer in het conceptadvies. In het eindadvies is dit gecorrigeerd en valt het basisbedrag lager uit.</p>
<p>Voor windturbinelocaties kan er sprake zijn van hoogtebeperkingen, bv door luchtverkeer of gemeentelijke eisen aan maximale tiphoogte. Hierdoor kan niet de optimale productie (kWh) worden bereikt. Dit leidt tot suboptimale productiekosten die hoger zijn dan aangenomen in de berekening van de basisbedragen. Zonder differentiatie van de SDE+ tarieven voor de hoogte zijn deze windparken niet te verwezenlijken. Aangezien dit ook speelt bij bestaande windparken leidt dit tot definitief verlies van een windlocatie.</p>	<p>We onderkennen de impact van hoogtebeperkingen op de te verwachten vollasturen van de windturbine(s). Echter, er is door de Minister besloten om geen extra categorie aan te maken.</p>
<p>In het model is rekening gehouden met het feit dat moderne (grotere) windturbines een groter aantal vollasturen kennen. Echter het toepassen van deze turbines is zeer regelmatig niet mogelijk door luchtverkeer of planologische beperkingen (met name hoogtebeperkingen vanuit het bevoegd gezag en op veel locaties grenzen aan wat aan ashoogte en rotordiameter feitelijk vergunbaar is). De veronderstelde kostenreductie wordt daarom lang niet altijd gerealiseerd.</p>	<p>We onderkennen de impact van hoogtebeperkingen op de te verwachten vollasturen van de windturbine(s). Echter, er is door de Minister besloten om geen extra categorie aan te maken.</p>
<p>De significante daling in de turbineprijzen geldt alleen voor de turbines vanaf 150 meter tip, met een as vanaf 100m en rotor diameter vanaf 100m. Vooral de laatste betekent een lagere kostprijs per kWh. Bij de vervanging van bestaande windparken zijn deze turbines nagenoeg niet in te passen. De turbines met een rotor tussen de 50 en 90 meter kennen geen daling van de turbineprijs.</p>	<p>We onderkennen de impact van hoogtebeperkingen op de te verwachten vollasturen van de windturbine(s). Echter, er is door de Minister besloten om geen extra categorie aan te maken.</p>
<p>Inspreker pleit voor een separate categorie met hogere SDE+ voor de relatief kleine solitaire molens, eventueel met een restrictie dat de revenuen ten goede komen aan de gemeenschap. De minister heeft in de eerder genoemde brief daarover ook opgemerkt dat hij voor het vaststellen van de SDE+ tarieven van 2018 over de motie Vos een besluit zou nemen .</p>	<p>Inspreker is mogelijk niet op de hoogte van de brief die Minister Kamp aan de Tweede Kamer gestuurd heeft: brief regering met nummer 2017Z09674 en publicatiedatum: 4 juli 2017. Daarin geeft de minister aan dat het 'niet gewenst (is) om een aanvullende categorie in de SDE+ voor lagere turbines met een hoger basisbedrag open te stellen'.</p>
<p>Sommige windprojecten zijn kwetsbaarder dan andere projecten door een aantal project-specifieke eigenschappen en randvoorwaarden. Bij een beperkte vrijheid in turbinelocaties in de vorm van plaatsingszones kan de omvang van een project</p>	<p>De SDE wordt niet bepaald op basis van individuele projecten. Het merendeel van de projecten moet doorgang kunnen vinden met gestelde basisbedragen.</p>

gelimiteerd zijn. Dit leidt tot suboptimale productiekosten die hoger zijn dan aangenomen in de berekening van de basisbedragen.	
Er wordt gesteld dat "door project specifieke omstandigheden kan het zijn dat een project niet rendabel te maken is". Voor bepaalde projecten zijn er in Nederland echter niet of nauwelijks alternatieven en dient er wel aandacht te zijn voor specifieke omstandigheden.	De SDE wordt niet bepaald op basis van individuele projecten. Het merendeel van de projecten moet doorgang kunnen vinden met gestelde basisbedragen.
Kosten die samenhangen met het voorbereidingstraject worden geacht gedekt te worden door het rendement op het eigen vermogen. Gezien de lange doorlooptijd van windtrajecten en het relatief grote aantal projecten (zeker t.o.v. wind op zee) dat uiteindelijk niet door gaat zijn deze kosten aanzienlijk. Het is wenselijk om hier alsnog een post voor op te nemen bij de investeringskosten.	Kosten in voortraject worden inderdaad geacht gedekt te worden door het rendement op het eigen vermogen, dit is een uitgangspunt van EZ.
Inspreker is het er niet mee eens dat een aantal kosten die wel gemaakt moeten worden door windontwikkelaars, maar niet zijn opgenomen in de OT berekening allemaal uit de RoE moeten worden vergoed. Indien toch wordt besloten deze in de RoE te houden, moet wel jaarlijks opnieuw worden berekend of de RoE moet worden aangepast. Deze kosten vormen substantiële bedragen, die (ver) voor de investeringen moeten worden betaald en een stevige impact hebben op het rendement op eigen vermogen van een 50 MW project.	Deze kosten worden door EZ gezien als onderdeel van de kosten die moeten worden gedekt door het rendement op eigen vermogen. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.
De overheden hameren op draagvlak en participatie maar verwachten van de initiatiefnemers dat zij deze kosten volledig zelfstandig dragen omdat er in de berekening van de basisbedragen geen enkele rekening wordt gehouden met de substantiële voorbereidingskosten die hiermee gepaard gaan. In aanvulling hierop is de ervaring dat de onderzoeken steeds uitgebreider en intensiever worden, wat ook resulteert in hogere ontwikkelkosten. Beide aspecten hebben tot gevolg dat windprojecten te maken kunnen hebben met hogere kosten dan de (algemene) aannames in de berekening van de basisbedragen.	Participatiekosten worden niet meegenomen in de kosten maar worden gezien als gedekt door het rendement op eigen vermogen. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.
Het is onduidelijk of bij de keuze om de participatiekosten te scharen onder het rendement op eigen vermogen rekening is gehouden dat daaronder ook al de kosten voor niet-gerealiseerde projecten worden geschaard. (Omgevings)participatie vindt pas plaats nadat dit risico al is gedragen door de ontwikkelende partij. Omdat tot wel 50% van een project open kan staan voor participatie (en zelfs 100% bij coöperatieve projecten), kan het deel van het rendement op eigen vermogen dat over blijft voor de ontwikkelaar zelf te gering zijn om deze kosten te dragen.	Participatiekosten worden gezien als een keuze voor de projectontwikkelaar. ECN en DNV GL begrijpen dat deze opmerking specifiek gaat over de verlaging van het rendement op eigen vermogen en het dragen van het risico; het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.
De steeds hoger wordende participatiekosten zouden meegenomen moeten worden, door óf de RoE, waar dit uit vergoed moet worden, te verhogen, of liever nog door deze participatiekosten samen te voegen met grondkosten tot één post 'locatiekosten'. Bijkomend voordeel is dat grondeigenaar en omwonenden rekening met elkaar leren houden wat betreft het verdelen van lasten en lusten met betrekking tot het te ontwikkelen windpark.	Voorstel om te komen tot één post locatiekosten waarin participatie- en grondkosten samengevoegd worden zal ingebracht worden bij EZ.
Er is een stijgende lijn in de participatiekosten, zowel van de directe participatiekosten (van financiële participatie of compensatie van omwonenden) als van indirecte kosten: participatie leidt ook tot hogere voorbereidingskosten. Projectontwikkelaars nemen voor participatietrajecten (tijdelijk) extra medewerkers aan of huren adviesbureaus in. Een project slaagt simpelweg niet meer zonder deze bovenwettelijke inspanning. Ook EZ dringt aan op extra communicatie en participatie met de omgeving. Dit is een belangrijke en noodzakelijke ontwikkeling en moet dus ook terug komen in de OT berekening.	Participatiekosten worden niet meegenomen in de kosten maar worden gezien als gedekt door het rendement op eigen vermogen. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.
De verhogingen in participatiekosten en het niet meebewegen van de markt (en met name de rijksoverheden) van de grondkosten verlaging zijn heel realistisch, maar die worden niet meegenomen in de basisbedragen. De RoE, waar deze verschillen	Grondkosten en participatiekosten vallen buiten het kader van de consultatie. Voorstel om te komen tot één post 'locatiekosten' waarin participatie- en grondkosten

<p>dus uit betaald zouden moeten worden, worden niet navenant verhoogd. Inspreker vindt dat het mes wel aan twee kanten zou moeten snijden en dat dus:</p> <p>Óf de RoE verhoogd zou moeten worden om deze kosten te dekken, óf nog liever dat deze participatie- en grondkosten samengevoegd worden tot één post "locatiekosten". Bijkomend voordeel is dat grondeigenaar en omwonenden rekening met elkaar leren houden wat betreft het verdelen van lasten en lusten met betrekking tot het te ontwikkelen windpark.</p>	<p>samengevoegd worden zal ingebracht worden bij EZ.</p>
<p>De jaarlijkse opgelegde 10% daling in grondkosten is zeer opmerkelijk omdat de afspraken tussen ontwikkelaar en grondeigenaren vaak voor lange termijn aangegaan worden en reeds voor een langere periode vastliggen. Een jaarlijkse 10% daling in grondkosten heeft fors impact op de business case. De vraag is of EZ voornemens is deze 10% daling in te blijven zetten in de toekomst. Meer inzicht en transparantie draagt bij aan een beter investeringsklimaat.</p>	<p>Hoe met grondkosten wordt omgegaan, staat omschreven in de uitgangspunten. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.</p>
<p>De verlaging van de grondkosten is alleen geldig voor nieuwe projecten waar nieuwe grondovereenkomsten worden gesloten. Het houdt geen rekening met het feit dat de grond reeds in de eerste fase van het project dient te worden gecontracteerd. Gegeven de looptijd van ontwikkelingstrajecten (+/- 10 jaar) betekent dit dat deze overeenkomsten ruim 6 jaar worden gesloten alvorens de SDE kan worden aangevraagd. Het is voor projecten niet mogelijk om de actuele grondprijs ontwikkeling te volgen, hiervoor geldt een vertraging van ongeveer 6 jaar.</p>	<p>Hoe met grondkosten wordt omgegaan, staat omschreven in de uitgangspunten. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.</p>
<p>De verlaging van de grondkosten met 10% is gebaseerd op aangeven van EZ. Graag zouden wij onderbouwd zien of de verlaging van 10% die gehanteerd wordt, overeenkomt met de situatie uit de praktijk. Er zijn gevallen bekend waar juist de (semi-)overheid eerder meer, dan minder grondkosten in rekening brengt in 2017.</p>	<p>Ondersteunende informatie over hogere tarieven die (semi-)overheid in rekening brengt is welkom.</p>
<p>De daling van de grondkosten zijn vooral mogelijk voor projecten die recent zijn opgestart, niet voor projecten waarvoor we nu reeds lange tijd toewerken naar vergunningverlening in 2018. Daarbij ziet inspreker de tendens bij partijen (waaronder niet in het minst (semi-)overheidspartijen om hogere bedragen te vragen. Partijen zijn daarvoor steeds meer bereid om zelfs over te gaan tot prijs opdrijvende aanbestedingen.</p>	<p>Grondkosten vallen buiten kader van de consultatie. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ. Ondersteunende informatie over hogere tarieven die (semi-)overheid in rekening brengt is welkom.</p>
<p>Het is een slechte ontwikkeling om grondcontracten open te breken. De betrouwbaarheid van en draagvlak voor windenergie projecten komt daarmee onder druk te staan.</p>	<p>Grondkosten vallen buiten kader van de consultatie. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.</p>
<p>Inspreker pleit voor een tijdelijke stop op de verlaging van de grondkosten, totdat onderzoek aantoont dat deze kostenverlaging daadwerkelijk in de markt (kan) worden gerealiseerd.</p>	<p>Grondkosten vallen buiten kader van de consultatie. Het signaal zal wel doorgeleid worden naar EZ.</p>
<p>Gebiedsgebonden bijdrages worden niet meegenomen in de kosten door ECN en DNV GL, maar dit kan worden voorgeschreven.</p>	<p>Gebiedsgebonden bijdragen zijn projectspecifiek en daardoor niet onderdeel van de kosten meegenomen in de SDE+.</p>
<p>De gestelde 13% opbrengstverliezen lijken voor vervanging veel te laag gesteld. Bij vervanging van bestaande turbines met turbines met een grotere rotor wordt het parkeffect steeds groter; bij een windpark van 10 turbines moet gerekend worden met 20% parkeffect. Tevens zijn de eisen steeds strenger geworden. Slagschaduw en geluid geven meer beperkingen.</p>	<p>De afstanden tussen windturbines onderling zijn gelieerd aan de rotordiameter: bij grotere wind turbines zou dus een grotere onderling afstand moeten worden aangenomen. Het signaal dat locaties steeds meer onder druk staan van slagschaduw en geluid zal worden doorgegeven aan EZ.</p>
<p>Na 2004 zijn er windparken gebouwd met (te) hoog vermogen waardoor meer subsidie is binnen gehaald bij lagere vollasturen. Voor 2004 hadden de windturbines wel degelijk redelijk hoge vollasturen. De gestelde verhoging van de vollasturen is dus alleen voor een beperkte groep turbines. De meeste ontwikkelaars/exploitanten hebben overigens altijd gerekend met de kostprijs/opbrengst per kWh, waardoor vollasturen geen enkele financiële rol spelen.</p>	<p>Om een schatting te maken van de vollasturen is er gekeken naar de power curve van een groot aantal verschillende wind turbine types die op de markt verkrijgbaar zijn voor de specifieke windklasse. Hierbij is telkens uitgegaan van de laagste windsnelheid in de gestelde windklasse.</p>
<p>Momenteel worden in vergunningverlening bijvoorbeeld ten behoeve van het voorkomen van slachtoffers door vleermuizen</p>	<p>Mogelijke verliezen in opbrengst door environmental losses zijn meegenomen in de opbrengstverliezen.</p>

steeds meer stilstandsvoorzieningen voorgeschreven. Deze ontwikkeling maakt de forse verhoging van vollasturen nog onwaarschijnlijker.	
Het aantal vollasturen in de laagste windklassen is verhoogd van 2570 tot 2800 en de investeringskosten/MW zijn verlaagd van 1290 naar 1200. Dit is vreemd, aangezien de grotere rotor en hogere mast toch tot aanzienlijk hogere investeringskosten/MW leidt. De combinatie van vollasturen verhoging en verlaging van de investeringskosten is een te forse ontwikkelingsstap voor 1 jaar.	Om een schatting te maken van investeringskosten en vollasturen van een referentieproject wordt er gekeken naar de kosten en power curves van een groot aantal verschillende wind turbine types die op de markt verkrijgbaar zijn voor de specifieke windklasse. Ook voor de windturbines met een grote rotor zien we een significante kostendaling en veel hogere vollasturen dan de gestelde 2800.
Een ander belangrijk aspect is de koppeling tussen de bouw van nieuwe windturbines aan de sanering van bestaande windturbines. Voor een project zijn er afspraken gemaakt met de turbine-eigenaren om te borgen dat de bestaande turbines worden ingebracht. De financiële consequenties worden gedragen door het project. De saneringskosten kunnen niet worden ontweken omdat de provincie eist dat de sanering deel uitmaakt van het projectplan. De berekening van de basisbedragen voorziet niet in deze additionele jaarlijkse kosten.	Er wordt aangenomen dat de kosten van sanering gedekt worden door de staalwaarde van de turbine na de operationele periode.
De saneringsverplichting die vanuit de lokale overheden en met acceptatie door de ministeries voor het project geldt is niet meegenomen in de kosten berekening.	Er wordt aangenomen dat de kosten van sanering gedekt worden door de staalwaarde van de turbine na de operationele periode.
In de kostprijsberekening worden geen kosten meegenomen voor sanering. Deze kosten dienen meegenomen te worden door de initiatiefnemer volgens lokaal beleid. Dit beleid is tevens verankerd in een intentieovereenkomst die mede ondertekend is door de ministeries van I&M en EZ. Deze extra kosten opgelegd door de verschillende overheden zijn significant voor de rentabiliteit van het project en moeten gemaakt worden om het project te kunnen uitvoeren.	Er wordt aangenomen dat de kosten van sanering gedekt worden door de staalwaarde van de turbine na de operationele periode.
Uit een check op de kosten van verwijdering van windturbines na afloop van de technische levensduur (> 20 jaar) blijkt dat deze kosten wel degelijk substantieel zijn en niet op te wegen tegen de opbrengst van de verkoop van de oude turbines. Dit geldt met name op locaties waar fundaties moeten worden verwijderd. Deze kosten komen niet terug in de kostenstructuur, en zouden eigenlijk in een cashflow benadering mee moeten worden genomen door het nemen van een jaarlijkse voorziening tot aan het jaar van desinvestering.	Er is geen documentatie geleverd om dit argument te staven en kan dus niet worden verwerkt in een veranderd eindadvies. Let wel dat de cashflowberekening nu alleen de eerste 15 jaar toont, de periode die ook onder de SDE+ subsidie valt. Als de verwijderingskosten in de cashflowberekeningen moeten worden meegenomen voor een bedrag groter dan 0, dan moeten er ook gekeken worden naar hoe de inkomsten over operationele jaren 16-20 worden meegenomen.
Als uitgangspunt voor de berekeningen wordt uitgegaan van een gemiddeld windpark van 50 MW. Graag zien we een gedetailleerde toelichting hoe deze berekeningen zich verhouden tot het grote aantal kleinere (vervangings) projecten die kleiner zijn dan 15 MW, hogere kosten hebben en welke ook benodigd zijn voor het slagen van de energietransitie.	Impact van schaalgrootte windpark op basisbedrag. Het is bekend dat kostenopbouw anders is voor de genoemde vermogensrange. Zie hiervoor o.a. notities ECN-N--17-011 (https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-011) en ECN-N--17-024 (https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-024).
De basisbedragen voor windenergie in tabel 1 komen niet overeen met basisbedragen in de tabellen en tekst in het specifieke hoofdstuk over windenergie. Wij gaan ervanuit dat de bedragen in het betreffende hoofdstuk de geadviseerde basisbedragen zijn.	De cijfers in de samenvattende tabel zijn leidend. We doen ons uiterste best om herhaling van dergelijke discrepanties te voorkomen.

Tabel 121: Consultatiereacties geothermie

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
Onderscheid tussen geothermie t.b.v. (1) glastuinbouw en (2) binnenstedelijk gebied – toepassing van binnenstedelijk gebied heeft meer stimulans nodig;	Geothermie voor stadsverwarming is apart doorgerekend in het eindadvies.
Huidige operationele problemen/stilstand van een aantal projecten;	Voor zover operationele problemen ook te verwachten zijn voor nieuwe projecten, is dit meegewogen in het advies.
Ruimere banking mogelijkheden (forward) en uitloop van een aantal jaren (in geval totale SDE beschikking nog niet is gebruikt)	Banking is geen onderdeel van dit adviesproject.

geeft meer vertrouwen en zekerheid richting financiers.	
<p>In de eerdere marktconsultatie hebben wij als marktpartij rekening gehouden met uw wens om niet met meer, maar met minder categorieën voor geothermie te komen. Wij verbazen ons daarom over de nieuwe categorieën.</p> <p>Welke argumentatie speelt hierbij een rol?</p>	<p>Om recht te doen aan het generieke karakter van de SDE+-regeling, proberen ECN en DNV GL om het aantal categorieën beperkt te houden. Dit moet echter wel vanuit kosteneffectiviteit en efficiëntie een verantwoorde vereenvoudiging zijn.</p>
<p>Er bestaat de zorg dat geothermie in stadsverwarmingsprojecten geen positief resultaat meer zullen boeken. In het binnenstedelijk gebied is het moeilijk om uit te koelen tot 30-35°C, wat wel gangbaar is bij glastuinbouw. Uitkoeling tot 50-55°C is realistischer, waardoor circa 50% minder thermisch vermogen uit de bron ontstaat. Tevens ontstaan in deze projecten een grotere seizoensvariatie en daarmee minder vollasturen.</p> <p>De stagnatie die de ontwikkeling van stadsverwarmingsprojecten hierdoor kunnen oplopen is van grote zorg.</p>	<p>Er is een nieuwe categorie voor stadsverwarming doorgerekend. Hierin zijn de genoemde argumenten meegenomen.</p>
<p>Marktpartij heeft de indruk dat nieuwe projecten bij RVO maximale aanvragen indienen zoals projecten met een capaciteit van > 25 MW, met als strategische reden een toekomstige ruimte voor uitbreiding. De operator kan dan zonder SDE-beperking het doublet verder ontwikkelen. Dit wekt een zeer positief beeld over de inkomsten. De ervaring leert dat de nieuw gerealiseerde projecten tot wel 50% onder de verwachte capaciteit moeten starten en dat heeft direct consequenties voor de businesscase. Deze aanvragen worden wel in de inventarisatie van ECN meegenomen en kan mogelijk de reden zijn van het advies om de basisbedragen te reduceren.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben in samenwerking met TNO nader beschouwd wat verwachte vermogens zijn voor de referentie-installaties en deze naar beneden bijgesteld.</p>
<p>De investeringskosten en vaste O&M-kosten worden te laag ingeschat, bezien in het licht van extra maatregelen ter voorkoming van corrosie en levensduur van de ESP.</p>	<p>De kosten en de gerealiseerde vermogens zijn afgeleid uit aanvraag- en realisatiegegevens van SDE+-projecten. In de consultatie meegezonden kosteninformatie is meegenomen bij het opstellen van het eindadvies.</p>
<p>Het is van belang dat UDG (ultra diepe geothermie) in Nederland mogelijk wordt en de verwachting is dat bij diepere projecten vergelijkbare debieten maar hogere temperaturen worden gerealiseerd als de bestaande projecten > 500 meter. Dit impliceert direct dat de potentiële vermogens in UDG per definitie minimaal gelijk dan wel hoger zouden zijn dan het door ECN gestelde vermogen van 15 MW.</p>	<p>De opgenomen gegevens zijn ongewijzigd overgenomen uit het eindadvies 2017. ECN en DNV GL hebben geen gegevens gevonden (er zijn bijvoorbeeld nog geen projecten ingediend in de categorie voor geothermie dieper dan 3500 meter) die aanleiding geven tot een aanpassing van de gegevens.</p>
<p>Uitbreiding van doublet naar triplet:</p> <p>Tarief is t.o.v. 2017 aanzienlijk gereduceerd van 0,053 naar 0,031 €/kWh, dit is een reductie van 42%! De sector is van mening dat deze reductie niet overeenkomt met praktijkervaringen en pleit voor een realistisch benadering in vergelijking met 2017.</p>	<p>Voor de bepaling van het basisbedrag is dezelfde methode gevolgd als voor de andere categorieën binnen geothermie.</p>
<p>Uitbreiding van doublet naar triplet:</p> <p>Er wordt uitgegaan van een Thermisch outputvermogen van 14,5 MWth. Is dit de additionele thermische output, of van het totaal voor een Triplet? Aangezien voor een doublet uitgegaan wordt van 16MWth, zou in geval van een uitbreiding met 14MWth de productieput een bijna dubbele formatiewaterproductie moeten halen. Dat lijkt ons zeer onwaarschijnlijk, mede gebaseerd op realistische ervaringen.</p>	<p>Het betreft bijkomend (additioneel) vermogen. Uit de ingediende aanvragen (2), en bevestigd door de berekeningen door TNO blijkt immers dat het theoretisch inderdaad mogelijk is om met 1 bijkomende put (en bijkomende aanpassingen aan een of beide bestaande put(ten) van het doublet), een vermogensverdubbeling te realiseren. Of dit gehaald wordt, moet de realiteit straks uitwijzen.</p>
<p>Uitbreiding van doublet naar triplet:</p> <p>Er worden in de derde alinea ook andere uitbreidingsmogelijkheden genoemd zoals hydraulische stimulatie, multilateral drilling of verhogen van pompdruk. Vallen deze technieken ook onder deze uitbreidingsprojecten, i.e. mogelijkheid tot aanvullende SDE?</p>	<p>In overleg met het ministerie van EZ is besloten het eindadvies te beperken tot uitbreiding met een extra put.</p>
<p>Een aantal olie- en gasproductiebedrijven hebben interesse getoond om hun 'uitgeproduceerde' putten of 'droge' putten om te bouwen naar geothermieprojecten. Ondanks dat het om bestaande putten gaat is de gemiddelde ontwikkeltijd van deze projecten lang, vooral omdat geothermie voor de olie- en gasproductiebedrijven geen core-business is, omdat de financiële</p>	<p>Op basis van het kostenonderzoek concluderen ECN en DNV GL dat deze systemen een vergelijkbare subsidiebehoefte hebben als de reguliere categorieën.</p>

<p>returns veel lager zijn en omdat ze vertrouwd moeten raken met deze vorm van energieopwekking. Bovendien ontbreekt het vaak aan realistische warmteafname in de directe omgeving en aan een warmte-infrastructuur.</p>	
<p>Projecten voor ombouw van olie- en gasputten zouden meer gebaat zijn bij extra stimulans voor een warmtenet en -infrastructuur. Dat onderscheid is meer wenselijk dan aparte categorieën voor geothermie. Kosten en stimulering blijven dan zuiver gescheiden tussen geothermie en infrastructuur.</p>	<p>Warmtenetten en infrastructuur vallen buiten de dekking door de SDE+.</p>
<p>Wij begrijpen niet dat het basisbedrag voor een verlate enkele olie- of gasput hoger is dan het basisbedrag voor een nieuw doublet. Het basisbedrag voor een nieuw doublet zou juist hoger moet zijn omdat:</p> <ol style="list-style-type: none"> Twee nieuwe boringen noodzakelijk zijn bij nieuw doublet, dus kosten minimaal gelijk of hoger Nieuwe locatie, onzekerheid van de ondergrond en daarmee hogere risico's 	<p>Het klopt dat de CAPEX lager ligt voor verlaten olie en gasputten, daar boorkosten vermeden kunnen worden. Daartegen staat dat de verwachte opbrengsten (bronvermogen van de putten) ook lager liggen. Dit resulteert hierdoor in de geadviseerde basisbedragen.</p>
<p>Het is lastig voor te stellen waarop het basisbedrag van deze categorie 'een verlaten olie- of gasput' is gebaseerd. Is er rekening gehouden met investering in transportinfrastructuur, eventueel aanschaf- en operationele kosten voor een warmtepomp indien de warmte wordt gebruikt t.b.v. binnenstedelijk gebied, pompkosten, etc.? Ook ten aanzien van andere vormen van duurzame energie is het de vraag of deze nieuwe categorie met de voorgestelde tariefstelling aan bod kan komen. Marktpartij is van mening dat de SDE+-regeling een prima stimuleringsinstrument is, maar dat doelmatigheid van de categorieën dient aan te sluiten bij een realistisch potentieel bij de impact in de energietransitie.</p>	<p>Het basisbedrag dient toereikend te zijn om deze projecten financieel rendabel te maken. Als men meent dat er te hoge of te lage rendementen behaald worden, ontvangen ECN en DNV GL graag onderbouwing van deze stelling. De absolute hoogte van het basisbedrag is in de advisering van ondergeschikt belang. Wel speelt de doelmatigheid van de categorie een rol, in de zin van de omvang van de concrete interesse in de markt naar dergelijke projecten.</p>
<p>Marktpartij is erg blij met het conceptadvies basisbedragen SDE+ 2018 en de aanwezigheid voor de subcategorieën van het hergebruik van gasputten hierin en de positieve ontwikkeling voor het advies van het SDE+ bedrag.</p> <p>Het overgrote deel van bestaande gasputten zullen echter een vermogen leveren van tussen de 5 en 10 MW, omdat deze putlocaties niet direct naast de warmtevraag liggen. Om deze redenen zal het hergebruik van een groot deel van deze gasputten onrendabel zijn.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben in het conceptadvies aparte doorrekeningen gemaakt voor ombouwen van verlaten olie- en gasputten naar een geothermisch doublet. Op grond van de bekomen basisbedragen zijn ECN en DNV GL tot de conclusie gekomen om doubletten in verlaten olie- en gasputten onder de generieke categorie geothermie > 500m samen te kunnen voegen.</p>
<p>De eisen die aan de risicobeheersing, voorbereiding en uitvoering van geothermieprojecten gesteld worden gaan eerder omhoog dan dat ze gelijk blijven. Voor de komende projecten zal dit kostenverhogend werken. Wij verwijzen hiervoor ook naar het recente rapport van de toezichthouder SodM over de geothermie. De businesscase voor veel geothermieprojecten in met name de stedelijke omgeving zal met de nieuwe tariefstelling naar verwachting een lager tot negatief resultaat opleveren. Dit gaat ten koste van de uitrol van geothermie. Al met al zal de geothermie ontwikkeling met deze tariefstelling voor 2018 lastig worden.</p>	<p>ECN en DNV GL onderkennen dat de voorlopige basisbedragen gebaseerd zijn op kosteninformatie uit projectaanvragen verstrekt door RVO en dat de werkelijke kosten hiervan kunnen afwijken. ECN en DNV GL zijn in overleg met de branchevereniging om inzicht te krijgen in deze werkelijke kosten. Deze informatie-uitwisseling is niet tijdig gereed om meegenomen te kunnen worden in het eindadvies geothermie voor SDE+2018.</p>
<p>Onderscheid geothermie in de tuinbouw en in de gebouwde omgeving:</p> <p>Ook al lijkt ECN te herkennen dat de SDE niet toereikend is voor geothermie in stadsverwarmingsprojecten: "Geothermieprojecten met als enkel doel het voeden van stadsverwarmingsnetten zullen daardoor vaak duurder uitvallen dan de referentie-installatie.", aan die constatering lijkt geen actie verbonden te zijn. In de ambities van zowel veel lokale, regionale als de landelijke overheid om verschillende steden "gasloos" te maken zijn duurzame stadsverwarmingsprojecten een belangrijke pijler. Duurzame stadsverwarmingsprojecten - zo constateert ook ECN - zijn echter afwijkend van glastuinbouwprojecten en passen minder goed in deze categorie. Op welke specifieke wijze worden duurzame stadsverwarmingsprojecten gestimuleerd? Wordt er een aparte categorie voor stadsverwarmingsprojecten overwogen? Welke overwegingen liggen hieraan ten grondslag?</p>	<p>ECN en DNV GL stellen voor om in het eindadvies SDE+2018 een aparte categorie geothermie voor stadsverwarming op te nemen.</p>

Tabel 122: Consultatiereacties verbranding en vergassing

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>In diverse categorieën verbranding van biomassa wordt uitgegaan van verse houtchips als referentie brandstof. Wij pleiten voor het opnemen van pellets als referentiebrandstof voor grotere installaties (>5 MWth). Wij zien nu meerdere projectinitiatieven in de markt voor grootschalige pellet ketels voor duurzame warmte welke op houtchips niet gerealiseerd zullen worden gezien het risico van brandstofschaarste gedurende de looptijd van het project voor dergelijke grote installaties. Pellets hebben een aanzienlijk lager risico op brandstofschaarste voor dergelijke installaties aangezien dit een vele malen grotere markt is met een elastisch aanbod (ten opzichte van een sterk inelastisch aanbod van lokale houtchips). Met pellets als referentiebrandstof voor grotere installaties zou dus een momenteel onbenut potentieel worden ontsloten welke aanzienlijk goedkoper is per MWh dan andere huidige marginale technieken in de SDE+. De referentiebrandstof voor kleinere installaties zou daarmee houtchips kunnen blijven, waarvoor de brandstofbehoefte beter aansluit bij de lokaal beschikbare hoeveelheden.</p>	<p>In het Eindadvies is een specifieke categorie “Ketel warmte uit houtpellets” opgenomen die hierin voorziet.</p>
<p>Er is een verschil in stijging of juist daling van de berekende basisbedragen tussen de onderlinge categorieën voor warmte uit biomassa, die wij niet goed kunnen volgen. Soms een onverklaarbare stijging of juist daling van de investeringskosten resp. vaste O&M kosten en daarnaast onverklaarbare schaa sprongen. Bij een aantal basisbedragen lijkt er een trend, wellicht met wind-op-zee als voorbeeld, naar steeds meer een verlaging.</p>	<p>In hoeverre er een correlatie tussen de verschillende categorieën voor warmte uit biomassa zou moeten bestaan, hangt af van de onderliggende redenen voor kostenwijzigingen. In ieder geval merken ECN en DNV GL op dat de referentie-installaties niet altijd van dezelfde techniek uitgaan.</p>
<p>Hierbij lijkt de categorie 0,5-5 MWth nogal uit de toon te vallen; normaal gesproken zijn kleinere installaties per MWth geïnstalleerd vermogen duurder. (zie ook Koppejan studie van 2016). Het basisbedrag daalt voor deze categorie nogal fors t.o.v. SDE+2017: dat wordt met meer dan 10% verlaagd. ECN spreekt mbt deze categorie van een grote variatie in kosten per geïnstalleerd vermogen. Het doel van de SDE is dat het merendeel van de projecten daarmee is te realiseren en om niet aan de onderkant van de bandbreedte te gaan zitten.</p>	<p>De investeringskosten van de categorie 0,5-5 MW zijn dezelfde als het eindadvies 2017. De OPEX is opnieuw bepaald op basis van projectaanvraaggegevens bij RVO en wordt in eindadvies bijgesteld naar 28 EURO/kW .</p> <p>En Koppejan vergelijkt ook geen warm water ketels en stoomketels.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>Voor snoei- en dunningshout is nog steeds niet duidelijk hoe deze prijsopbouw in elkaar zit. Bij pellets worden exact de brandstofprijzen, de kosten voor logistiek/vervoer en de risico opslag uitgesplitst. Deze transparantie is ook voor andere biobrandstoffen gewenst.</p> <p>Vorig jaar is door de Minister de prijs van knip- en snoeihout teruggezet op het niveau van 2014, niet vanwege de realistische kostprijs maar vanwege niet te willen bijdragen aan kostenverhogingen die worden ingegeven door bijv. subsidiesystemen in andere landen. Daarmee worden langzamerhand in Nederland projecten op basis van knip- en snoeihout onhaalbaar als men geen eigen snoeihout heeft. In het ECN Kostenonderzoek staat voor verse biomassa €40 + €10 'brandstofprijsoopslag', waarbij door ECN 2% inflatie wordt aangehouden. Als wordt gerefereerd aan het prijsniveau van 2014 vragen we ons af op welke biomassaprijs en welke calorische waarde die is gebaseerd. Ook is onduidelijk waar de logistieke/transportkosten voor verse biomassa zijn ondergebracht. Risico's/onzekerheden zijn in de snoei- en dunningshoutmarkt groter dan in de pelletmarkt. Bij pellets wordt volgens ECN een risico-opslag van € 10 toegekend vanwege valuta-risico's en omdat de prijzen voor 8 jaar vastliggen met alleen een correctie voor inflatie. De knip- en snoeihoutprijzen liggen voor 12 jaar vast, dus een nog groter risico, zoals ook blijkt uit het ECN Kostenonderzoek. Met een steeds meer toenemende vraag naar verse biomassa zal er ook meer sprake zijn van 'opportunity costs', waardoor ook kleine installaties gevoeliger raken voor de onzekerheid in biomassaprijzen. Een adequate risico-premie, vergelijkbaar met die voor pellets is dan ook noodzakelijk. Transparantie over de prijsopbouw is een voorwaarde. In het consultatiegesprek heeft PBE om deze transparantie gevraagd.</p>	<p>In het eindadvies wordt net als in de adviezen van voorgaande jaren een totaalprijs van 50 EUR/t gehanteerd voor snoei- en dunningshout. Dit is een bedrag dat voldoende is om de kosten voor verwerking en logistiek te bekostigen. Afhankelijk van de kwaliteit en nadere voorbereiding is het inderdaad zo dat brandstofprijzen voor specifieke afwijkende kwaliteiten in de praktijk kunnen afwijken. Er is echter geen prijsdifferentiatie naar brandstofkwaliteit meegenomen.</p>
<p>De gehanteerde indexatie voor biomassaprijzen is te laag. Tussen tijdstip van indiening van een project en realisatie zit meestal een langere periode, vaak meer dan 2 jaar. Er zou met een langere voor-indexatieperiode rekening moeten worden gehouden. Verder wordt in de markt met een hoger indexatie-percentages gerekend: 2,75%.</p> <p>Kosten van certificering van duurzaamheid van pellets worden geschat op € 10/ton. Deze zouden in de kostenberekening moeten worden meegenomen.</p>	<p>Wegens ontbreken van bewijslast, zien ECN en DNV GL onvoldoende ruimte om de berekeningen hierop aan te passen.</p>
<p>Marktpartij kan zich vinden in de gehanteerde prijs voor dierlijk vet van € 610/ton.</p>	<p>Geen aanpassingen aan advies</p>
<p>In 'vloeibare biomassa' is pyrolyse-olie niet meegenomen in de analyse. Er is wel verzocht om een aparte categorie voor pyrolyse-olie. Wij lezen in de verantwoording van ECN dat het ministerie heeft meegegeven dat er geen berekening op basis van pyrolyse-olie gemaakt hoeft te worden. Wij betreuren dat.</p>	<p>Het introduceren van een specifieke categorie op pyrolyseolie behoort niet tot de uitgangspunten voor het advies.</p>
<p>Gesteld wordt dat de accijns op vloeibare biomassa €36,40/ton is. Dit is niet volledig correct. Overleg met de douane geeft aan dat het pour point bepalend is voor het accijns niveau:</p> <p>Indien het pour point >10°C dan is accijns tarief van €36.40 van toepassing</p> <p>Indien het pourpoint <10°C dan geldt een accijns tarief van gasolie zijnde 485,92€/1000 L</p> <p>De ontwikkelingen in accijnsvrijstelling in de bio-olie is in de afgelopen 10 jaar zodanig geëvolueerd dat nagenoeg alle oliën in de laatste categorie vallen en derhalve een accijns van 485,92€/1000L hebben. Hierdoor zijn zowel bestaande als nieuwe projecten economisch niet meer rendabel. Marktpartij stelt in zijn algemeenheid accijnsvrijstelling of -teruggave voor vloeibare biobrandstoffen voor (zowel dierlijk vet als pyrolyse-olie), maar in ieder geval voor die in de SDE+.</p>	<p>Uit bijkomende informatie blijkt dat het pour point van dierlijke vetten rond de 10 ligt en dat is behoorlijk boven dat van diesel.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>Op pagina 53 in paragraaf 8.1.1. Vloeibare biomassa staat de aanname vermeld dat vloeibare biomassa als stookolie wordt geclassificeerd waarvoor momenteel een tarief van 36,4 Euro/ton wordt gehanteerd. De Douane/Belastingdienst geeft echter aan dat bij de indeling van brandstoffen onderscheid wordt gemaakt op basis van het 'pour point'. Afhankelijk daarvan wordt bepaald of voor de betreffende biobrandstof een tarief wordt gehanteerd dat overeenkomt met het tarief van gasolie, danwel zware stookolie. Het tarief voor gasolie bedraagt 485,92 Euro/1000 liter en het tarief voor zware stookolie bedraagt 36,44 Euro/1000 liter. Plantaardige en dierlijke oliën en vetten en zeker de fracties die als biobrandstof worden aangewend vallen op basis van het pour point vrijwel allemaal in de categorie waarvoor de het hoge tarief van 485,92 Euro/1000 liter van toepassing is.</p> <p>Wanneer op basis van de onjuiste aanname dat tarief voor zware stookolie wordt gehanteerd betekent dit grofweg een verdubbeling van de kostprijs van de biobrandstof. Indien hiermee geen rekening wordt gehouden in de compensatie dan leidt dat ertoe dat bestaande projecten onrendabel worden en hun activiteiten moeten stopzetten. In feite is hier per 1 juli 2017 reeds sprake van, omdat in het eindadvies voor de basisbedragen over 2017 geen rekening gehouden is met deze tussentijdse wijziging.</p> <p>Op basis van dit onjuiste advies zullen ook zeker geen nieuwe projecten meer worden gestart.</p>	<p>Uit bijkomende ingewonnen informatie blijkt dat het pour point (vloeipunt) van dierlijke vetten veel hoger is dan dat van diesel en er dus geen reden blijkt waarom dierlijke vetten onder het dieseltarief zouden vallen. Als referentie wordt de tariefverhoging voor stookolie aangehouden.</p>
<p>De biomassaprijzen zijn voor houtchips zeer uiteenlopend. Het risico van prijsstijgingen voor houtchips de komende jaren wordt door de markt hoger ingeschat dan door ECN/DNV-GL. De referentiebrandstof wordt steeds meer de houtpellet. Voor kleinschalige installaties (< 2 MW) is een prijs van € 170 (excl. BTW, inclusief aflevering) aan de lage kant. De meeste kleine installaties betalen meer, zeker voor gecertificeerde brandstof. De ketelleveranciers schrijven veelal het gebruik van gecertificeerde brandstof voor. Certificering brengt overigens hoge kosten/ton met zich.</p>	<p>Tijdens de consultatieronde over de kostenbevindingen werden de vermelde brandstofprijzen (50 euro voor chips en 170 voor pellets) bevestigd. De bezorgdheid had te maken of EZ de toeslag al dan niet zou meenemen in deze prijzen.</p>
<p>Voor B-hout wordt een tarief van 0 €/ton gehanteerd. Wij zien dat levering niet om niet is en kosten eerder oplopen naar 15-20 €/ton. Voor grotere schaal installaties waaronder de referentieschaal van 20 MWth verwachten wij hogere kosten (logistiek). Levering is soms zeer lokaal en met weinig logistieke kosten.</p>	<p>De wens om B-hout te mogen verbranden of vergassen komt voort uit een marktobservatie dat er soms overtollig B-hout beschikbaar komt. Bij gebrek aan toepassing, komen incidenteel prijzen rond 0 €/ton tot stand. Tegelijk zien ECN en DNV GL een zekere koppeling tussen subsidieniveaus in Nederland en omliggende landen, en de prijzen van biomassa in Nederland. Daar adviseren ECN en DNV GL om bij subsidies voor toepassing van B-hout uit te gaan van een prijsniveau van 0 €/ton, wat inderdaad niet de gemiddelde prijs is waarvoor B-hout grootschalig toegepast wordt.</p>
<p>Voor biomassavergassing is het basisbedrag verlaagd van 0.150 €/kWh in 2017 naar 0.100 €/kWh, een verlaging met een derde. Verlaging van het SDE+-advies lijkt nu niet op zijn plaats, er zijn bij ons althans geen technologische ontwikkelingen bekend die een dergelijke verlaging van de subsidietarieven rechtvaardigen. Daarom zal deze verlaging de ontwikkeling van vergassingstechnologie alleen maar tegen houden of vertragen.</p>	<p>Op basis van aanvullende informatie zijn de bedragen geactualiseerd en aangepast in het Eindadvies</p>
<p>Voor vergassingsroutes is het technisch eenvoudiger en goedkoper om syngas te produceren in plaats van methaan. Het toevoegen van syngas als energiedrager in de SDE-systematiek leidt dan ook tot meer kosteneffectieve realisatie van hernieuwbare energie. Opwerking van syngas naar aardgas kwaliteit brengt 30-50% meer kosten met zich mee.</p>	<p>Syngas is geen subsidiabel eindproduct in de SDE+.</p>
<p>RDF (brandbare fractie uit huisafval) en SRF (brandbare fractie uit industrieel afval) bevatten een percentage duurzaam materiaal. Bij afvalverbranding wordt SDE+ verleend op de duurzame fractie, bij vergassing nog niet. Dat zou wel zo moeten zijn. Vergassing leent zich goed voor het verwerken van inferieure biomassa tot energie.</p>	<p>In 2012 is deze optie ook ingebracht. De laatste jaren komen nieuwe verbrandingsinstallaties, of -lijnen voor het verwerken van huisvuil of industrieel afval ook niet meer in aanmerking voor subsidie.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>SDE+ voor vergassing heeft een langere aanlooptijd nodig (6-8 jaar in plaats van 4 jaar). Vanwege de complexiteit van realisatie van deze projecten is een langere tijd nodig voordat de SDE+ afloopt. Zie de looptijd van diverse vergassingsprojecten die nu SDE+ beschikking hebben. Veel van deze projecten komen in tijdsnood. Daardoor ontstaat veel onzekerheid in de voortgang van deze projecten.</p>	<p>Dit wordt meegegeven aan EZ.</p>
<p>Er dient onderscheid gemaakt te worden waar in het gasnet groengas ingevoed gaat worden. Bij invoeding op een hoger drukniveau zou er een hoger tarief mogelijk moeten zijn omdat in de huidige SDE+ tarieven voor groengas geen kosten zijn meegenomen voor invoeding op RTL (40 bar) of HTL (66/80 bar) netwerken. Binnen de biogas(netwerk)-projecten loop je al gauw tegen invoedingscapaciteits-problemen aan in het regionale netwerk (8 bar). Door dit invoedingscapaciteits-probleem, of door het niet gegarandeerd kunnen invoeden of hogere kosten van aansluitleiding naar RTL en compressiekosten (OPEX en CAPEX) stranden veel projecten.</p>	<p>De project omschrijving is in lijn met de door de markt gewenste project omschrijving. Hierbij wordt geen onderscheid gemaakt naar invoedingsdruk.</p>
<p>Voor biomassavergassing geldt dat gebruik gemaakt moet worden van schone biomassastromen, daar waar andere technologieën ook gebruik kunnen maken van laagwaardige brandstoffen als B en C hout maar ook RDF. Dit zal gelijk getrokken moeten worden. Alleen vergassing kent de eis 95% biogeen, AVI's maar ook EU ziet RDF als deels biogeen.</p>	<p>Geen gevolgen voor advies.</p>
<p>De investeringskosten voor vergassing worden voor 2017 verlaagd naar 2750 €/kWoutput, de O&M kosten naar 170 €/kWoutput. Huidige technologie is zeker nog niet in staat dit op 20 MWth schaal te bewerkstelligen.</p>	<p>Op basis van aanvullende informatie zijn de bedragen geactualiseerd en aangepast in het Eindadvies</p>
<p>Marktpartij kan zich niet vinden in de referentie-installaties voor de vermogensklassen 0,1-0,5 MWth en 0,5-5 MWth. In beide gevallen wordt gekozen voor een houtsnipperketel, terwijl in de praktijk veelal pelletketels worden verkocht.</p> <p>Dat geen DeNOx installatie nodig is voor de categorie > 1 MW in verband met de verruiming van de NOx eis naar 275 mg is niet altijd juist. Dit hangt af van de brandstof (veel bast en naalden leidt tot hoog NOx gehalte), en van de eisen die de gemeente stelt.</p> <p>De investeringskosten voor een ketel van 0,1-0,5 MW worden verhoogd van € 510 naar 585/kWth. De investeringskosten voor de categorie 0,5-1 MW worden op € 480 gesteld, en voor de ketels > 5 Mw op € 850/kWth. Deze opbouw is niet logisch. Veelal worden de investeringskosten per kW lager bij grotere installaties (schaaleffect)</p> <p>In de studie van Bureau Procede (Marktkansen voor Biomassaketels) is op blz. 18 in een grafiek een weergave van de investeringskosten gegeven. Daarin is dit schaaleffect ook weergegeven.</p> <p>Installaties op pellets zijn niet duurder in investeringen/kW – zoals wordt gesteld – maar juist goedkoper. Met name de kosten van civiele werken, houtbunker, toevoersysteem e.d. zijn lager.</p> <p>Er is een grote spreiding in de investeringskosten, zoals in de Notitie Kostenbevindingen ook is onderkend door ECN/DNV-GL. De keuze van een laag investeringsbedrag/kWth voor de ketels < 5 MW die in het conceptadvies wordt gemaakt leidt tot kunstmatig lage basisbedragen. Het overgrote deel van de projecten kan daarmee niet gerealiseerd.</p>	<p>Indien pellets als referentiebrandstof genomen worden, dan wordt het BB voor 0,5-5 MWth 7,3 ct/kW bij dezelfde waarden voor de andere parameters. Indien pellets en snipperketels apart opgenomen worden, dan geldt dat voor pellets REF : vermogen = 0,7MWth, CAPEX = 480 euro/kW en OPEX = 26 euro/kw ; BB = 724 ct/kWh. Voor snipper ketels REF : vermogen= 1 MWth; CAPEX= 400 euro/kW; OPEX=29 euro/kW; BB = 5,0 ct/kWh</p> <p>Marktpartij gaat voorbij aan het feit dat de installaties 0,1-0,5 MMth en 0,5-5 MWth warm waterketels zijn en de installaties >5MWth stoomketels.</p> <p>Dit is afgeleid uit projectaanvraaggegevens bij RVO, zie ook de kostenbevindingsnotitie.</p> <p>De investeringen zijn niet verlaagd, in tegendeel, die voorde categorie 0,1-0,5 MWth zijn verhoogd en die van de categorie 0,5-5MWth zijn gelijk aan het eindadvies 2017. Daarentegen is voor dit jaar de OPEX wel verhoogd naar 28 euro/kW.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>De O&M kosten worden voor ketels < 0,5 MW gesteld op € 34/kWth. Voor de referentie installatie van 300 kW dus € 10.200. De vele kosten categorieën die hieronder vallen lijken niet te worden gedekt door dit bedrag (onderhoudskosten, inspectiekosten SCIOS keuring, as-afvoer, verzekering en belasting etc.)</p> <p>Voor de ketels van 0,5-1MW worden de O&M kosten gesteld op € 20/kW, dus € 20.000 voor de referentie installatie van 1 MW. Hiervoor geldt hetzelfde.</p>	<p>Voor de ketels 0,1-0,5MWth zijn dezelfde waarden voor OPEX als eindadvies 2017 aangehouden, enkel voor de CAPEX is bijkomende kosteninfo aangeleverd en die is verwerkt.</p> <p>De kosten voor de ketels 0,5-5MW zijn op basis van projectgegevens opnieuw bepaald op 28 euro/kW.</p>
<p>De notitie met kostenbevindingen geeft voor biomassaketels aan dat de kosten van deze categorie sterk uiteenlopen (een puntenwolk). In het kader van de marktconsultatie zijn over de kosten meer gegevens aangereikt. In het voorliggende conceptadvies wordt voorbij gegaan aan deze bevindingen, alsmede aan de reactie daarop.</p> <p>Zo passen de investeringsbedragen in dit conceptadvies bijvoorbeeld niet bij de investeringsbedragen die zijn aangegeven in de studie van bureau Procede (een studie die het ministerie van Economische Zaken heeft laten verrichten), en die uit de praktijk blijken.</p>	<p>De aangedragen gegevens betroffen de categorie 0,1-0,5 MWth en zijn in de aannames voor de berekening van het eindadvies voor deze categorie verwerkt.</p>
<p>bioketel > 5MWth. SNCR is in naar ervaring van marktpartij onvoldoende: SCR biedt veel minder ammoniak slib en dat bepaalt grotendeels de stikstof emissie.</p>	<p>SNCR is in het geval van een snoeihoutgestookte ketel in de meeste gevallen een voldoende maatregel om aan de vereiste emissiegrenswaarden te voldoen</p>
<p>Ketel op vaste of vloeibare biomassa >= 5 MWth en ref. brandstof:</p> <p>Marktpartij wil ervoor pleiten voor deze categorie naast knip- en snoeihout ook pellets als referentie brandstof te hanteren en daarvoor een aparte categorie te benoemen De categorie Ketel vast/vloeibaar >= 5 MWth zou bij uitstek moeten worden bekeken in relatie tot de invoering van een warmtestaffel, gegeven de variatie in aantal vollasturen. (zie ook Algemeen 2)</p>	<p>In het Eindadvies is een specifieke categorie "Ketel warmte uit houtpellets" opgenomen die hierin voorziet.</p> <p>Het al dan niet invoeren van een warmtestaffel volgt een gescheiden proces en is geen onderdeel van dit advies.</p>
<p>Ketel op vaste of vloeibare biomassa >= 5 MWth en scope</p> <p>Er wordt bij deze categorie er van uitgegaan van warmtelevering aan industrie of stadsverwarmingsnet. Onduidelijk is of in de scope ook een warmtetransportleiding is opgenomen. Bij geothermie zit die er wel in. Er is afgesproken met EZ dat op zijn minst transparantie zou worden betracht bij de scope en de keuzes die daarin worden gehanteerd, met de onderbouwing. Dit wordt wederom gemist.</p>	<p>Leidingwerk buiten de poort van de installatie is niet meegenomen in het geval van biomassaverbrandingseenheden. Dit is nu expliciet aangegeven in deze categorie.</p>
<p>De bedragen die opgenomen zijn voor de investering in (€850/kW) en de onderhoudskosten (vaste kosten € 52 en variabel 0,0024/kW) van een installatie van 10 MW zijn een redelijk gemiddelde van de markt.</p>	<p>ECN en DNV GL nemen dit ter kennisneming aan</p>
<p>De categorie 'Ketel op vloeibare biomassa' zien wij vooral als relevant voor het vergroenen van de piekvraag naar warmte. Basislast warmte en mid-merit warmte kan beter met (goedkopere) vaste biomassa vergroend worden.</p> <p>Wij zijn blij dat n.a.v. de marktconsultatie voor de categorie 'Ketel op vloeibare biomassa' nu wel CAPEX is opgenomen, aangezien het ombouwen van een bestaande gasketel naar bio-olie weldegelijk investeringen eist.</p> <p>In het basisbedrag wordt nu rekening gehouden met investeringskosten van € 20/kW_{th}. Dit is in onze ogen echter veel te laag. Tijdens de marktconsultatie hebben wij hier een onderbouwing voor aangeleverd. Het conceptadvies geeft aan dat deze CAPEX de kosten voor het vervangen van de branders en het bijbehorend bio-olie leidingwerk moet dekken. De volgende aanvullende investeringen zouden ook opgenomen moeten worden in de CAPEX:</p> <p>Opslag van de bio-olie (silo/tank)</p> <p>Rookgasreiniging, waaronder zowel doekenfilter als DENOX valt</p>	<p>De benodigde CAPEX en OPEX zijn opgenomen in het eindadvies.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>Civiele werken (voor rookgasreiniging, losstation bio-olie, silo, etc)</p> <p>Daarbij merken wij op dat de inzet van bio-olie met name interessant is in situaties met een laag aantal vollasturen (basislast kan goedkoper op vaste biomassa gerealiseerd worden) en dat deze categorie daarmee bij uitstek geschikt is voor een warmtestaffel met een variabel aantal vollasturen.</p>	
<p>Marktpartij is blij dat er voor de categorie ketel op vloeibare biomassa nu expliciet CAPEX is opgenomen aangezien het ombouwen van een bestaande gasketel naar bio-olie weldegelijk investeringen eist. Het bedrag dat daar nu voor is opgenomen (20 euro/kWth) is in onze ogen veel te laag. Het conceptadvies geeft aan dat dit de kosten voor het vervangen van de branders en het aanleggen van bio-olie leidingen moet dekken. Daarnaast zijn echter aanvullende investeringen nodig. De belangrijkste daarvan zijn: -DENOX;-Doekenfilter</p> <p>-Opslag silo</p> <p>-Civiele werken (voor rookgasreiniging, losstation bio-olie, silo, etc.)</p> <p>Deze investeringen zouden ook opgenomen moeten worden in de CAPEX. Daarbij merken wij op dat de inzet van bio-olie met name interessant is in situaties met een laag aantal vollasturen (basislast kan goedkoper op vaste biomassa gerealiseerd worden) en dat deze categorie daarmee bij uitstek geschikt is voor een warmtestaffel met een variabel aantal vollasturen.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben uit de markt aanvullende informatie ontvangen over de benodigde investeringen en kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering. ECN en DNV GL hebben na analyse van deze data en op basis van reeds bestaande inzichten de CAPEX en O&M kosten aangepast.</p>
<p>Op basis van de beperkte ervaring in Nederland met ketels op vloeibare biomassa (dierlijk vet) lijkt een basisbedrag van 6,4 cent voor een installatie van 10 MW met 7.000 draaiuren, erg hoog.</p>	<p>Op basis van recente marktinformatie is de prijs voor vloeibare olie beperkt verlaagd (meerjarig gemiddelde).</p>
<p>Waarom is de categorie "Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MWth" gelimiteerd tot stoom?</p> <p>Verschillende industriële partijen produceren heet water (>100°C) voor hun proces in plaats van stoom. Voor deze partijen is het nu economisch minder rendabel om te verduurzamen omdat zij geen gebruik kunnen maken van deze subsidie categorie. De marktpartij ziet de categorie graag aangepast naar "Ketel industriële stoom of heet water (>100°C) uit houtpellets > 5 MWth".</p>	<p>In het Eindadvies is een specifieke categorie "Ketel warmte uit houtpellets" opgenomen die hierin voorziet.</p>
<p>Marktpartij ziet graag dat het mogelijk wordt om binnen de SDE+ in aanmerking te komen voor subsidie voor een biomassa-installatie voor warmte(netten) op basis van houtpellets. Naar onze mening kan dit het meest eenvoudig worden geregeld door de bestaande categorie 'Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MW_{th}' te verbreden naar ketels op houtpellets, ongeacht of hiermee stoom of warm water wordt geproduceerd, en een warmtestaffel voor deze categorie te introduceren.</p>	<p>In het Eindadvies is een specifieke categorie "Ketel warmte uit houtpellets" opgenomen die hierin voorziet.</p>
<p>Pelletketel > 5MWth : vollasturen nu 8500h/jaar. Dat is erg hoog want dit betekent 97% <u>gelijktijdige volledig</u> beschikbaarheid van én ketel én verbruiker. Doordat in de praktijk vollasturen lager zijn zullen de CAPEX / vaste O&M kosten onvolledig worden gecompenseerd.</p> <p>Ter info: het basisbedrag berekend met bijvoorbeeld 7000 h/a zou 0,069 [€/kWh] kunnen worden in plaats van de nu berekende 0,065 [€/kWh].</p>	<p>Het aantal vollasturen is bepaald op basis van consultaties in de eerste consultatieronde</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
<p>Marktpartij kan zich op zich vinden in de aanpassing van de referentie installatie van 30 naar 20 MWth van de categorie biostoom. We tekenen hierbij aan dat er een groot potentieel is bij vooral kleinere installaties (5-10 MWth) (marktstudie bij EZ bekend). Een referentie installatie van 10 MWth zou dan passend zijn. Mooiste oplossing zou zijn: twee categorieën waarvan één met ref installatie van 10 MWth en één met ref. installatie rond 30-40 MWth. I.v.m. dan mogelijk ook 2 correctiebedragen zou dat in totaal voor SDE ook nog gunstiger kunnen uitpakken.</p>	<p>Op basis van een aantal pijplijnprojecten aangedragen door de markt is de grootte van de installatie in het Eindadvies op 20 MWth gezet. Bij het bepalen van de CAPEX is rekening gehouden met deze schaalverkleining.</p>
<p>Biostoomketels. Marktpartij kan zich goed vinden in de verlaging van de omvang van referentie installatie (van 30 MW naar 20 MW) en de genoemde investerings- en onderhoudsbedragen.</p>	<p>ECN en DNV GL nemen dit ter kennisneming aan</p>
<p>PelletWKK: positief dat deze categorie er is.</p> <p>Ten opzichte van de pelletketel (alleen warmte) een jaarlijkse SDE+ meeropbrengst van $7000 \text{ FLH} * (20 \text{ MWth} + 2 \text{ MWe}) * (0.068 - 0.065) \text{ €/kWh} = 0.5 \text{ M€/a}$. Dit lijkt onvoldoende voor de verwachte aanvullende CAPEX.</p>	<p>Volgens de berekeningen van ECN en DNV GL dekt dit de meerkosten van benodigde infrastructuur</p>
<p>Biostoom-WKK. De vraag is of een dergelijke installatie (20 MWth plus 2 MWe) in de praktijk 8.500 vollasturen elektriciteit zal maken, naast 8.500 vollasturen warmte. In stadsverwarmingsinstallaties is een dergelijke verhouding sowieso niet aan de orde, maar ook in meeste industriële processen zal dit meestal niet de meest adequate oplossing zijn.</p>	<p>Hier is specifiek door de markt om gevraagd. In het geval van een stoomketel met tegendrukturbine is het in de basis (technisch) zo dat de tegendrukturbine elektriciteit levert die gelijk opgaat met de stoomproductie. Daarmee is dit een adequate oplossing om een industrie van de benodigde elektriciteit te voorzien en is het aantal vollasturen elektriciteit gelijk aan het aantal vollasturen warmte.</p>
<p>Bio WKK. Marktpartij kan zich vinden in de referentie installatie (10 MW) De genoemde investerings- en onderhoudskosten zijn te laag. In het Eindadvies Basisbedragen SDE+2016 was het investeringsbedrag € 1400/kWth, de vaste O&M kosten € 80 en het basisbedrag 14,3 cent. Deze bedragen waren te hoog, is indertijd aangegeven. De getallen die nu worden gehanteerd (investerings- en O&M kosten van € 1100 resp. € 70) leiden tot een illusoir laag basisbedrag van 5,5 cent. Daar kan bijna geen enkel project van gerealiseerd. In de consultatieronde zijn voor deze categorie kostenbedragen en studies aangereikt.</p>	<p>In de kostenonderzoek (notitie van bevindingen) zijn de CAPEX en OPEX van de gerealiseerde projecten onderzocht. Deze bevindingen zijn als basis gebruikt voor de in het Conceptadvies genoemde getallen. Heroverweging van de resultaten als gegeven in de notitie van bevindingen heeft ertoe geleid om in het Eindadvies investeringskosten van 1200 EUR/kWth en O&M kosten van 80 EUR/kWth te hanteren.</p>
<p>Begrijp ik het goed dat er geen minimum of maximum aan het vermogen wordt gesteld voor directe inzet van houtpellets? Dat zou ook de beste keuze zijn wat ons betreft.</p>	<p>De referentietechniek voor deze categorie geeft een indicatie van een mogelijk vermogen. Dit vermogen is niet beperkt.</p>
<p>Waarom "houtpellets" in de titel en niet "biomassa"? We zouden ervoor willen pleiten om, biomassa poeder/stof, te mogen inzetten.</p>	<p>Voor de referentietechniek gaan we uit van pellets die ter plaatse vermalen worden tot houtstof. De uitgangspunten van het Ministerie van EZ bevatten de wens om het aantal type biomassastromen te beperken.</p>
<p>Waarom is het correctiebedrag € 0,028? Door het Advies basisbedrag van € 0,046 resulteert dit in een SDE bijdrage van € 0,018. Dit is substantieel lager dan alle andere categorieën. De doorrekening zal ongetwijfeld zorgvuldig zijn gedaan. Wij kunnen zo snel niet overzien of er bepaalde afwegingen of aannames zijn gedaan, die hier invloed op hebben. Graag ontvangen we daarop een toelichting.</p>	<p>Directe stook vervangt directe gasstook, het geadviseerde correctiebedrag wordt hierop aangepast.</p>
<p>Marktpartij ziet directe inzet van houtpellets/houtstof voor industriële toepassingen als een toepassing in een niche, die momenteel hoge specifieke CO₂-emissies kent met veel verbeteringspotentieel t.a.v. de daar nog regelmatig toegepaste fossiele brandstoffen (kolen/bruinkool etc.). Het is hier nodig om wel minimum eisen te stellen aan fossiele vervanging, bijv. 95%.</p>	<p>Omdat het directe stook betreft zijn reductiemaatregelen moeilijker te nemen. De voorwaarde voor > 95% vervanging wordt meegegeven aan EZ.</p>
<p>Inzet poederhout. Marktpartij vraagt zich af waarom er een nieuwe categorie wordt gecreëerd, terwijl voor een belangrijke duurzame techniek als houtpelletketels < 5 MW er geen categorie is. Bovendien is het de vraag of dit soort installaties die verpoederde houtpellets stoken in de praktijk niet meer het karakter van bij- en meestook van biomassa zullen hebben.</p>	<p>Het Ministerie van EZ heeft in de uitgangspunten aangegeven deze categorie te willen opnemen.</p>

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
Een argumentatie waarom houtchips een betere referentie zou zijn dan pellets ontbreekt. Marktpartij constateert dat in de Nederlandse praktijk er steeds meer pelletketels verkocht worden, en relatief minder houtchipsketels. Het verbaast dat een brandstof die steeds minder belangrijk wordt toch als referentie wordt genomen. Houtchips hebben ook andere karakteristieken dan pellets qua luchtvochtigheid, verontreiniging en stookwaarde. Voor het MKB is een kleinere ketel interessant, mits gestookt op pellets. Kleinere ketels gestookt op chips zijn voor dit segment minder interessant.	Tot nu toe is de redenering niet gebruikt, welke biomassa-soorten de markt wenst te gebruiken, maar welke biomassa-soort onderaan in de kostencurve zit. Zodra die biomassa-soort is uitgeput, wordt naar een volgende biomassa-soort overgestapt. Wel erkennen ECN en DNV GL dat pellets en chips een toegevoegde waarde hebben, wat uitmondt in meerdere categorieën voor zowel chips als pellets.

Tabel 123: Consultatiereacties vergisting

Opmerking	Reactie ECN/DNV GL
De basisbedragen voor vergistingsopties zijn voor diverse categorieën verlaagd. De onderliggende veranderingen in de aannames, waaronder die voor de prijzen van substraat, worden niet herkend. Verwacht wordt dat met deze bedragen geen nieuwe biogasinstallaties meer ontwikkeld zullen worden. Bovendien ondermijnt een dergelijke sterke verandering in het basisbedrag het marktvertrouwen in de SDE: Bij vergisting liggen snelle kostendoorbraken zoals bij wind op zee en zon-PV minder voor de hand: initiatiefnemers moeten kunnen rekenen op een stabiel langjarig beleid zonder grote fluctuaties	De basisbedragen in het conceptadvies zijn gebaseerd op de kosteninformatie van SDE+-aanvragen. Vooral de warmtehuishouding bij vergisters heeft tot herziening geleid in het eindadvies. Voor de prijzen van cosubstraat dient de sector eerst bij zichzelf ten rade te gaan, hoe het kan dat bij aanvragen voor subsidiegeld geen waarheidsgetrouw beeld aan de overheid gegeven wordt. Voor alsnog gaan ECN en DNV GL ervan uit dat de marktpartijen voldoende voorstudie gedaan hebben, voordat een SDE+-aanvraag ingediend wordt.
Marktpartij beveelt aan om de referentie-installatie te baseren op werkelijk gerealiseerde projecten van de green field situaties en niet op haalbaarheidsstudies. Een aanzienlijk deel van de beschikte projecten wordt niet gerealiseerd omdat de haalbaarheidsstudies achteraf niet realistisch bleken.	De kosten van werkelijk gerealiseerde projecten betreffen kosten die jaren geleden gemaakt zijn, terwijl ECN en DNV GL over subsidies voor toekomstige projecten moeten adviseren. Wel wordt alleen gekeken naar projecten waarvoor RVO ook een SDE+-beschikking heeft afgegeven.
Daarnaast is de uitbreiding van bestaande installaties niet van toepassing op nieuwe "green field" projecten omdat een substantieel deel van de investeringen niet wordt meegenomen. Denk hierbij aan terreininrichting, weegbrug, fakkels, opslagfaciliteiten etc.	In het eindadvies is rekening gehouden met nieuwe projecten en uitbreidingsprojecten.
Categorie verlengde levensduur warmte vergisting ontbreekt In de markt zijn partijen geïnteresseerd in deze optie. Wanneer er geen SDE+ subsidie voor deze projecten beschikbaar is, vervallen deze projecten. We zouden graag zien dat deze optie wordt toegevoegd in het advies.	De categorie is toegevoegd aan het eindadvies
De daling van de inkoopkosten (bij grondstoffen voor mestcovergisting: cosubstraat) is in onze optiek niet terug te vinden in de markt. Op dit moment zijn de biomassaprijzen stabiel en zeker niet dalend. Ook voor de toekomst verwachten wij eerder een stijging dan een daling van biomassa prijzen. Er zijn nog een groot aantal biogasprojecten in ontwikkeling en ook uit andere markten wordt sterk aan biomassa getrokken. Deze projecten zullen grote druk uitoefenen op de biomassamarkt.	Bij de berekening van de inkoopkosten zijn de verhoogde digestaat-afzetkosten niet meegenomen. Dit is in het eindadvies aangepast.

<p>De prijs voor de aanvoer van mest is ten opzichte van het advies van 2017 met €5,- per ton gestegen voor zowel mest van het eigen bedrijf alsook voor aanvoer van mest van derden. Daarentegen is de prijs van afvoer van digestaat gelijk gehouden met hetzelfde bedrag van €15,- per ton. In de praktijk is het afvoeren van digestaat, in een gebied waar de vergoeding voor het aanvoeren van mest met €5,- per ton is gestegen, de afvoer van digestaat ook altijd met €5,- per ton gestegen. Gemiddeld genomen liggen de afzetkosten voor digestaat € 5,- - € 6,- hoger dan de gatefee voor ontvangen drijfmest. (incl. bemonsterkosten). Door de moeizamere afzet van digestaat naar o.a. Duitsland zal dit verschil zeker niet minder worden. Er is dan ook geen enkele reden dat afzet digestaat goedkoper gaat worden t.o.v. mest.</p>	<p>In het conceptadvies zijn de verhoogde digestaatafzetkosten niet meegenomen. Dit is in het eindadvies aangepast.</p>
<p>In dunbevolkte gebieden blijkt in de praktijk invoeding op 8 bar niet altijd mogelijk te zijn gezien de geringe afname. Er moet dan uitgeweken worden naar het 40 bar net van Gasunie. Kosten voor extra compressie en leidingtracé zijn dan niet inbegrepen in het adviestarief.</p>	<p>De in het conceptadvies gepresenteerde getallen zijn generiek en niet toegespitst op 8 bar. De respectievelijke zin zal worden verwijderd in het eindadvies.</p>
<p>Het correctiebedrag sluit wederom niet aan bij de realiteit. De gasprijs is al een jaar ca. 0,16 €/Nm³ terwijl het geadviseerde correctiebedrag wederom 0,20 €/Nm³ bedraagt. Het brengt projecten in moeilijkheden wanneer de gasprijs onder het correctiebedrag ligt. Het verdient de aanbeveling om bij alle SDE+ projecten een correctiebedrag te hanteren dat aansluit bij de energiemarkt.</p>	<p>Het correctiebedrag voor hernieuwbaar gas is de forwardprijs van aardgas (TTF, <i>year ahead</i>). ECN meent dat deze prijs aansluit bij de energiemarkt.</p>
<p>Investering (co)vergisting WKK</p> <p>De aangenomen investering van 551 €/kW_{th,input} is veel lager dan wij in de praktijk ervaren. Een praktijkgetal wat wij hanteren voor de bouw van nieuwe biogasinstallaties met WKK is 3.000 €/kW_e geïnstalleerd vermogen. Het getal dat wij gebruiken ligt in dezelfde orde grootte als de bevindingen van ECN voor het advies voor SDE+ 2017, zijnde 1.145 €/kW_{th,input}.</p> <p>Wij vragen ons af hoe dit adviesbedrag voor 2018 zo laag kan zijn en of alle benodigde investeringen wel zijn opgenomen. Daarnaast willen wij bij deze graag aangeven dat hiermee het bouwen van nieuwe installaties wordt uitgesloten, aangezien een nieuwe biogasinstallatie nooit kan worden gerealiseerd voor 551 €/MW_{th,input}.</p>	<p>ECN en DNV GL herkennen dat de aangenomen investeringskosten die gebaseerd zijn op uitbreiding van bestaande installaties laag zijn. Om ook nieuwbouwprojecten te faciliteren, adviseren wij in het eindadvies om over te gaan naar een basisbedrag voor twee gescheiden categorieën uitbreiding van een bestaande installatie en nieuwbouw.</p>
<p>Investering (co)vergisting warmte</p> <p>De aangenomen investering van 450 €/MW_{th,output} is veel lager dan wij in de praktijk ervaren. Een praktijkgetal wat wij hanteren voor onze installaties is 1.000 €/kW_{th} geïnstalleerd vermogen. Bij het voorbeeld scenario van 1,8 MW_{th,input} komt dit uit op 1.000 €/MW_{th,output}. Het getal dat wij gebruiken ligt in dezelfde orde grootte als de bevindingen van ECN voor het advies voor SDE+2017, zijnde 963 €/MW_{th,input}.</p> <p>Wij vragen ons af hoe dit adviesbedrag voor 2018 zo laag kan zijn en of alle benodigde investeringen wel zijn opgenomen. Daarnaast wil ik bij deze graag aangeven dat hiermee het bouwen van nieuwe installaties wordt uitgesloten, aangezien een nieuwe biogasinstallatie nooit kan worden gerealiseerd voor 450 €/MW_{th,input}.</p>	<p>Zie vorige reactie</p>
<p>Vergisting 100% dierlijke mest > 400 kW</p> <p>Graag zouden we meer inzicht krijgen in de referentie case die ten grondslag ligt aan deze berekening. Op basis van praktijkervaringen constateren we dat dergelijke installaties een duidelijk hogere onrendabele top hebben. Op basis van het conceptvoorstel zullen geen installaties gerealiseerd worden. Dat zou jammer zijn, omdat in deze categorie wel potentieel zit.</p>	<p>De referentie-installatie is gedetailleerd beschreven.</p>
<p>In de opsomming geeft u aan 2 categorieën te onderscheiden: Allesvergisting en vergisting van > 95% mest (9.2) Vergisting van 100 % mest (9.3) Klopt dit? Ons inziens is het verschil tussen deze twee categorieën klein. In Par. 9.1 spreekt u namelijk van biomassa input van 60% mest!</p>	<p>Dit is in het eindadvies aangepast. Er is alleen een categorie 100% dierlijke mest.</p>

<p>Er wordt aangegeven dat vergisting van mest <400 kW niet is meegenomen omdat er in 2018 een tender is uitgeschreven. Hierover is, voor zover bij ons bekend, nog geen informatie gepubliceerd door RVO, EZ of ECN. Klopt dit?</p>	<p>Bedoeld is de tender monomestvergisting in 2017.</p>
<p>In de tender monomestvergisting <400kW 2017 is de productie van warmte niet meegenomen, alleen WKK en hernieuwbaar gas zijn subsidiabel. Dit had geen groot marktverstorend effect omdat in de normale SDE+ 2017 de categorie >95% mest Warmte wel was opgenomen. Nu is deze categorie (<400 kW warmte) verdwenen in het conceptadvies. Marktpartij heeft verschillende projecten lopen die gebruik zouden willen maken van de categorie.</p>	<p>Monomestvergisting naar warmte, hernieuwbaar gas of WKK is opgenomen in het eindadvies.</p>
<p>U heeft de referentiegrondstof voor vergisting aangepast naar 60% mest, op basis van de notitie "Kostenonderzoek vergisting SDE+ 2018", waarin u, op basis van SDE <u>aanvragen</u> heeft gekeken naar het menu van de vergisters en de investeringen in de haalbaarheidsstudies.</p> <p>Welke aanvragen zijn hiervoor gebruikt? Alle aanvragen, of alleen beschikte aanvragen? Hoe is er omgegaan met aanvragers die meerdere keren hebben ingediend en zo het beeld vertekenen? Zijn aanvragen van 100% mest uitgefilterd nu hier een nieuwe categorie voor komt? Zijn aanvragen van 95% mest uitgefilterd nu deze categorie niet is opgenomen in het advies? Zijn afgewezen aanvragen wel of niet meegenomen en waarom, gezien RVO geoordeeld heeft dat deze businesscases niet goed (genoeg) waren.</p>	<p>In het conceptadvies zijn de verhoogde digestaatafzetkosten niet meegenomen. Dit is in het eindadvies aangepast.</p>
<p>Wij constateren dat de gebruikte biomassaprijzen zeer optimistisch zijn, wellicht dat ook dit te maken heeft met de genoemde bedragen in de haalbaarheidsstudies als referentie. Aanvragen met een slecht rendement zullen door RVO (terecht) afgewezen worden, hierdoor kan wel de neiging ontstaan om alleen een positief scenario te belichten in de haalbaarheidsstudie.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben moeite om deze redenering te volgen. Een financieel solide project zou geen aandrang moeten voelen om een positief scenario in plaats van een realistisch scenario te gebruiken. Als het merendeel van de projectaanvragen niet realistisch zou zijn, roept dat vragen op die veel breder zijn dan passend binnen het adviestraject voor de basisbedragen.</p>
<p>De energie-inhoud van mest wordt gesteld op 0,63 GJ/ton. Dit komt neer op 32 m³/ton biogas met 55% CH₄. Dit is zeer hoge biogasopbrengst welke alleen mogelijk is met zeer verse mest van de boerderij en een speciale lay-out van de vergister, of een mix van drijfmest en andere mestsoorten te bewerkstelligen is. Dit wordt echter niet gespecificeerd. Wij verzoeken u de gebruikte waardes bekend te maken, alsook de achterliggende redenen.</p>	<p>Er is uitgegaan van 30 m³ biogas per ton mest met een methaangehalte van 58,3%.</p>
<p>In Figuur 2 wordt het nieuwe gebruikte menu weergegeven. Hierbij wordt uitgegaan dat 50% van de mest van eigen bedrijf komt. In de referentiecasse voor co-vergisting wordt gerekend met 600Nm³/hr groen gas, ofwel 5,5MW input. Dit komt neer, gebruikmakende van 6,3 GJ/ton coproduct, 0,63 GJ/ton mest en de 40-60 verhouding mest-coproduct op een totale input van 55.225 ton per jaar, ruim 33.000 ton mest per jaar, waarvan ruim 16.500 ton van eigen bedrijf. Hiermee komt een dergelijke installatie boven de input grens van 36.000 ton en wordt het een industriële locatie. Van eigen mest (en het meegerekende voordeel hiervan) kan dan geen sprake zijn (de brandstofprijs moet en ook liggen de kosten voor een dergelijke locatie veel hoger vanwege de beperkte beschikbaarheid. Wij zien die niet als correcte referentie voor de case.</p>	<p>Ook op een industriële locatie kan eigen mest verwerkt worden, wel kunnen transportafstanden toenemen. In de gebruikte dataset vormen schaalgrootte en gerapporteerde kosten een consistent geheel.</p>
<p>De referentiegasopbrengst van cosubstraten is gesteld op 300 m³/ton. In tabel 70 wordt dit gelijkgesteld aan 6,3 GJ/ton. Dit komt neer op biogas met een methaanpercentage van 58%, een logische gemiddelde waarde voor een vergister met 50% mest en 50% mais. Veranderingen in het menu leiden echter tot een andere biogassamenstelling. Met het nieuwe voorgestelde menu is een veel lager methaanpercentage te verwachten dan de gebruikte 58%, nl. 54%, waardoor de energiewaarde van de mix 5,8 GJ/ton moet zijn (13% verschil!!), en de prijs 10,1 €/GJ. Hierdoor zal in uw referentiecasse 13% meer substraat moeten worden aangevoerd, waardoor het basisbedrag ca. 6% zal stijgen. Wij voegen een overzicht met de gebruikte substraten en hun biogasopbrengst bij.</p>	<p>De gegevens van de marktpartij zijn vergeleken met de data van de haalbaarheidsstudies en eigen data bases; het gemiddelde methaangehalte van het referentie menu aan cosubstraten komt hierbij uit op 59%.</p>

<p>In de tekst wordt genoemd dat de gemiddeld prijs van cosubstraten 9,79 €/GJ is (in de notitie “kostenonderzoek vergisting” wordt 9,9 €/GJ genoemd).</p> <p>Echter, met de in de tekst genoemde prijs van 55,6 €/ton en 6,3 GJ/ton : $55,6/6,3 = 8,8$ €/GJ !</p> <p>Het is onduidelijk wel getal nu juist is, zeker in de context van de energiewaarde van het biogas hierboven. Wij vragen u ons inzicht te geven in de kosten zodat deze verifieerbaar zijn en bovengenoemde opmerking over de energie-inhoud verwerken.</p>	<p>De gemiddelde energie-inhoud van de cosubstraten dat voor de berekening in het conceptadvies is toegepast is 8,7 €/GJ. Omdat in de berekening niet de verhoogde afzetkosten voor digestaat zijn meegenomen, is dit getal aangepast in het eindadvies.</p>
<p>Er wordt gesteld dat de prijs voor covergistinginput (mix) 25,2 €/ton is, inclusief “verwerkingskosten”. Deze prijs is niet te herleiden omdat deze verwerkingskosten niet gespecificeerd zijn. Graag ontvangen wij de gebruikte gegevens om deze kosten te verifiëren.</p>	<p>De tekst is aangepast in het eindadvies. Verwerkingskosten zijn in de substraatprijs niet meegenomen omdat deze terugkomen in de CAPEX en OPEX van de installaties.</p>
<p>Onder het kopje hernieuwbaar gas wordt gesproken dat m.b.v. de membraantechnologie de CO₂ kan worden gekoeld en worden vervloeid. Deze investering is echter niet meegenomen, alsook niet de kosten en de baten (getuige de hoogte van de bedragen). Wij adviseren deze regel weg te laten aangezien dit niet is meegenomen bij het bepalen van het SDE bedrag.</p>	<p>In het eindadvies is deze regel weggelaten.</p>
<p>De interne warmtevraag van de installatie wordt in tabel 71 gesteld op 5% van het geproduceerde biogas. Dit getal klopt redelijk voor een covergister met 50% mest en 50% mais. Met het veranderde menu is de hoeveelheid substraten die moeten worden opgewarmd echter toegenomen. De interne warmtevraag loopt hierdoor wat op tot ca. 8%. Zie bijlage. Hierdoor is meer substraat nodig voor de installatie dan is aangenomen in de berekening.</p>	<p>De interne warmtevraag is verhoogd naar 8%.</p>
<p>Rendement WKK</p> <p>Het rendement van de WKK op biogas is vastgesteld op 41%. Hoewel 40% elektrisch rendement in de markt voor grote WKK's momenteel gangbaar is, is 41% aan de hoge kant. Voor kleine WKK (400-1000 kW) is dit echter veel te hoog. Dergelijke WKK's (welke kunnen voldoen aan de strenge Nederlandse NO_x eisen) hebben elektrische rendementen tussen de 37 en 40% (alleen bij vollast!).</p> <p>Voor kleinschalige installaties tot 400 kW lopen de rendementen verder terug, tussen de 33 en 39%. Zie bijgevoegd overzicht van kleinschalige WKK's.</p> <p>Houdt er rekening mee dat fabrikanten hun <u>maximale</u> rendement specificeren met een bandbreedte daaronder (vaak 5%). Daarnaast wordt vaak het maximale rendement gespecificeerd bij 60% CH₄ en een hogere NO_x emissie dan in Nederland toegestaan. Het praktijkverbruik ligt daarom lager dan de standaard fabriek specificatie.</p>	<p>Het elektrisch rendement is in het Eindadvies aangepast op 32% voor WKK's</p> <p><400kWe, 37% voor WKK's</p> <p>400-1000kWeEn 41% voor WKK's >1000kWe.</p>
<p>Stookwaarde methaan wordt in de onderliggende Excel files van ECN op 35,8 MJ/Nm³ gesteld. Conform de lijst met Nederlandse emissiefactoren is deze 35,9 MJ/Nm³.</p>	<p>Aangepast.</p>
<p>De sterke daling in basisbedragen zal de biogassector, in Nederland nog in ontwikkeling, hard raken. Nu wordt het “laaghangende fruit” geplukt, locaties waar de omstandigheden ideaal zijn, grote bedrijven met veel verse mest, benutting van eigen warmte en/of ligging dicht bij een elektriciteits- of gasnet waar voldoende afname is. Deze locaties zijn schaars. Hoewel er wellicht lichte daling in de investering te verwachten is met het plaatsen van meer installaties, is de exploitatie van minder ideale locaties minder renderend waardoor weer een hoger basisbedrag nodig is.</p> <p>Voor projecten die in “de pijplijn” zitten en waar al veel in het voortraject is geïnvesteerd is deze ontwikkeling dodelijk. De ontwikkeling van deze projecten is een jarenlang traject van idee tot installatie, waar een consistente en betrouwbare overheid cruciaal is.</p>	<p>ECN en DNV GL proberen op feitelijke basis over subsidies te adviseren. Wel erkennen we dat projecten in de pijplijn problemen kunnen ervaren bij grote wijzigingen in subsidieniveaus. ECN en DNV GL proberen daarom veranderingen in de kosten behoedzaam door te voeren, bijvoorbeeld door voor biomassa een vijfjaars gemiddelde prijs te hanteren.</p> <p>De berekende verlaging heeft overigens geen relatie met technologische leercurves, de verklaring moet meer gezocht worden in schaalvergroting en betere benutting van het biogas (warmte).</p>

<p>De initiatiefnemers nemen bij de ontwikkeling van deze projecten risico's en moeten de financiële gevolgen dragen indien een project niet slaagt.</p> <p>Heeft u de doorgevoerde verlaging van investering verder onderzocht en getoetst aan de hand van bijvoorbeeld technologische learning curves voor vergistingsinstallaties?</p>	
<p>100% dierlijke mest vs 95% dierlijke mest</p> <p>De categorie vergisting van 100% dierlijke mest >400 kW maakt op dit moment geen deel uit van de SDE+. In de onderliggende Excel file wordt echter 95% mest genoemd. Waarom is dit aangepast naar 100%, is dit meegenomen in de biomassakosten en schaalgrootte?</p> <p>De mogelijkheid van sturing m.b.v. 5% cosubstraten in ons inziens zeer belangrijk, voor kleine installatie <400kW, maar zeker ook voor de installaties van 400 – 1000 kW. Op deze manier kan de WKK of Groen gas installatie optimaal worden ingezet en kunnen fluctuaties in de mestkwaliteit en mestaanvoer worden opgevangen.</p>	<p>In de kostenstructuur is gerekend met 100% mest. De wens om 5% cosubstraat te mogen inzetten, als middel om risico's te mitigeren, wordt meegegeven aan EZ.</p>
<p>Mestverwerking</p> <p>Er wordt aangegeven dat ook in het hernieuwbaar gas scenario wordt gecombineerd met mestverwerking naar exportwaardige dikke fractie en NK-concentraat. Is dit meegenomen in de investering en/of de baten?, en zo nee, waarom wordt het hier dan wel vermeld?</p>	<p>Deze categorie is bedoeld voor mestverwerkingsinitiatieven.</p>
<p>In de 100% mest categorie is de biomassaprijs op 0€/ton gesteld. Is deze SDE+ categorie specifiek bedoeld om grootschalige mestverwerkingsinitiatieven te ondersteunen of moet het ook zonder verwerking kunnen opereren. In dat geval dient in de investering ook rekening te worden gehouden met aankoop van land, weegbrug, ontvangstsilo's etc. en moeten bemonsteringskosten voor en de afzet van digestaat ook worden meegenomen. Wij vragen u meer inzicht te geven in de referentiecasse die ten grondslag ligt aan deze berekeningen.</p>	<p>Inderdaad, deze categorie heeft betrekking op mestverwerkingsinitiatieven. Tekst aangepast.</p>
<p>Titel tabel 79 "100% hernieuwbare mest" moet dierlijke mest zijn</p>	<p>Inderdaad. Tekst aangepast.</p>

Bijlage E Externe review



Fraunhofer ISI | Breslauer Strasse 48 | 76139 Karlsruhe

Har van Himbergen
Directie Energieuitdagingen 2020
Directoraat-Generaal Energie, Telecom &
Mededinging
Ministerie van Economische Zaken
Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den
Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Fraunhofer Institute for
Systems and Innovation Research
| Visions for Decisions

Directors
Univ.-Prof. Dr. Marion A. Weissenberger-Eibl
Dr.-Ing. Harald Hiesl (Deputy)

Breslauer Strasse 48
76139 Karlsruhe, Germany

Prof. Dr. Mario Ragwitz
Coordinator of Business Unit
Renewable Energies
Phone + 49 721/6809-157 | Fax + 49 721/6809-272
Mario.Ragwitz@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Your Reference

Your Letter of

Our Reference
MR/bka

Karlsruhe, 20 Oktober 2017

Review on the draft final advice of SDE+

Dear Mr. Himbergen,

Fraunhofer ISI and TU Wien have reviewed the advice of ECN/DNV GL on the Dutch renewable energy tariffs as proposed in the draft advice of 2017. The review included the following activities: discuss with ECN the results of the draft advice, give suggestion for further research where applicable, reflect whether ECN/DNV GL have addressed adequately the issues that were raised by market parties during the consultation round and give a limited review on the overall advisory process. Fraunhofer ISI and TU Wien have concluded the following. The research process by ECN/DNV GL was conducted in a manner that was sound and correct. Suggestions for further improvements can be summarized as follows:

- **Methods to determine the residual value of RE plants, specifically wind and solar PV, after the subsidy period:**

The final (draft) advice includes as residual value of wind and solar PV plants after the subsidy period a value of zero whereas for other categories (hydropower, geothermal) a different value is used. This aspect deserves further attention.

Generally, from a conceptual viewpoint it is highly recommended to apply a consistent methodology to all types of RE plants in the base rate calculation, so that the residual value of a hydropower plant is calculated in a similar manner as of PV or wind systems. Transparency and consistency appears here of key relevance.

That could for example imply to incorporate into the calculation of subsidy levels all types of other revenues that a RE producer can earn during the technical or, preferably, during the economic lifetime of a plant, following a similar approach. Other revenues shall mean here those additional to the subsidy itself, including for example for power plants the revenues from selling the produced electricity on the wholesale market. We are aware of the uncertainty concerning such earnings since they depend on various factors (e.g. future trends concerning fossil fuel and carbon prices, electricity demand, the penetration level of the respective technology etc.). Important for the incorporation of these other earnings (i.e. the market revenues) is to apply a technology specific approach

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., München
Executive Board
Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Prof. e.h. mult. Dr. h.c. mult. Hans Jörg Bullinger, President
Prof. Dr. rer. nat. Ulrich Buller
Dr. rer. pol. Alfred Gossner
Prof. Dr. phil. Marion Schick

Cheques and transfers payable to:
Deutsche Bank, München
Account 752193300 BLZ 700 700 10
IBAN DE86 7007 0010 0752 1933 00
BIC (SWIFT-Code) DEUTDEMM
VAT Identification Number DE129515865
Tax Number 143/215/20392

that takes into account the possible market value of the considered RE technology, since the market value of variable RE technologies like wind and solar PV is generally lower than the yearly average wholesale price (due to the merit-order effect / the self-cannibalism and the higher expenses related to balancing power). In order to cope with the uncertainties involved we suggest sensitivity analysis on key input parameters like fossil fuel and CO₂ prices.

- **Solar-PV: applying distinct market values of the generated electricity, distinguishing between self-consumption and infeed into the electricity grid:**

Specifically for building-integrated small scale PV systems it appears important to consider that the own use of the electricity produced has a different economic value than the one fed into the grid. In accordance with above we suggest to incorporate a common approach for all types of PV plants where – in the case of self-consumption of (parts of) the generated electricity – the value of the generated electricity used for self-consumption stemming from PV-systems should equal the energy-related parts of the electricity tariff that the PV producer may face alternatively.

- **Biomass incineration/gasification: the base amount of large scale biomass boilers and the method to determine the market value for the produced heat**

On the assumptions used we have to note that the *assumed 7000 full load hours* in the case of large-scale biomass boilers (above 5 MW_{thermal}) can be classified as upper boundary of what appears feasible to achieve. In practice that would limit possible heat supply to base load supply at large heat grids or to meet the demand of certain industrial / commercial users.

Another comment is related to the assumed *market value of the produced heat*. Here the applied approach, assuming 70% of the wholesale gas price as benchmark, deserves further explanations. We understand that the applied assumption aims for reflecting the conventional reference technology that would be used instead of biomass. From a conceptual viewpoint, and in order to increase transparency, we suggest to elaborate in further detail how such a reference value is derived. Procedure-wise we suggest the following:

- 1) Assess the conventional reference technology options. In the case of renewables heat one consequently needs to assess the conventional heat supply technologies, serving as reference heat supply options under the given circumstances (large, medium, or small scale systems). For the specific example of large scale biomass boilers this may either be a gas-fired CHP plant (where the price of the produced heat is derived from the project cost (i.e. investment, O&M, fuel) and the revenues that can be earned on the electricity market) or a large scale conventional gas boiler and using gas prices as applicable for such systems.
- 2) Determine the least cost reference solution. The least-cost solution among all previously identified conventional supply options under the given market circumstances (i.e. gas-, CO₂- and wholesale electricity prices) may then serve as reference in the follow-up calculations related renewables supply / support.

- **Number of Categories / Technologies:**

Regarding the number of categories we suggest to maintain a reasonable balance between accuracy and simplicity and hence keeping the current number of technologies or reducing. For a possible reduction merging needs to be made – either through merging any technology categories with existing ones, or by merging existing categories as technology costs of different technologies converge. Moreover, for the possible merging of certain categories it appears useful to identify the given cost ranges at category level – i.e. instead of point values as currently used in the base rate calculations one could derive the possible bandwidth of cost occurring under a

reasonable and justifiable set of assumptions. Identifying similarities in cost ranges between different categories might then be used to determine which categories can be merged within the process later on.

- **Base rate for Photovoltaics**

Regarding the base rate for PV we think that the currently suggested value is on the higher end of the spectrum due to the fact that the specific investment / capital cost assumed is at the higher end of the spectrum (also due to the fact that the range of plant sizes is relatively low).

Besides the issues listed above we do not have any additional suggestions for improvements and did not find any incorrect assumptions or calculations.

Kind regards,

Prof. Dr. Mario Ragwitz
(Fraunhofer ISI)

Dr. Gustav Resch
(TU Wien, EEG)

Bijlage F Nawoord

In dit nawoord staat een reactie van ECN en DNV GL op de aandachtspunten van de review.

Methode om de restwaarde van hernieuwbare-energieinstallaties te bepalen na afloop van de subsidieperiode

De restwaarde is inderdaad erg afhankelijk van de energieprijzen in de toekomst. De reviewers stellen voor om een gevoeligheidsanalyse uit te voeren rondom de prijzen van fossiele brandstoffen en CO₂. Door twee prijsvarianten uit de NEV 2017 te gebruiken wordt invulling gegeven aan dit voorstel. In de lage- en hogeprijsvarianten is juist gedifferentieerd in deze prijzen. Het toont aan dat effect van iets lagere prijzen gering is (ca. ±0,001 €/kWh), maar dat vooral bij hoge prijzen er een significant voordeel zou kunnen ontstaan (tot ca. -0,005 €/kWh). In hoofdstuk staat toegelicht hoe dit inzicht verwerkt is in de basisbedragen. Tevens raden de reviewers aan om een consistente berekeningswijze te hanteren voor de restwaarde in alle categorieën. Met het oog hierop is de restwaardeberekeningen voor geothermie en waterkracht herzien. Deze restwaarde was eerder gebaseerd op een afschrijvingsgrondslag, maar in het licht van de analyse voor wind en zon-PV, lijkt ook deze restwaarde primair gedreven te worden door toekomstige energieprijzen. Daarom is voor waterkracht en geothermie een restwaarde van 0 voorzien in de berekeningen.

Onderscheid tussen zelflevering en eigen gebruik bij zon-PV

De waarde die hernieuwbare elektriciteit heeft bij netlevering en eigen gebruik verschilt aanzienlijk. In het eindadvies hebben we hier expliciet onderscheid in gemaakt. De middeling van beide tarieven, die aanwezig was in het conceptadvies, is in het eindadvies achterwege gelaten.

Biomassaverbranding, de kosten van grote ketels en de waarde van warmte

De reviewers stellen terecht dat het basisbedrag gebaseerd is op een zeer hoog aantal vollasturen. Dit kan tot gevolg hebben dat projecten die minder vollasturen kunnen realiseren, moeilijk te ontwikkelen zijn. Een mogelijke oplossing is gelegen in differentiatie van vollasturen, waartoe in hoofdstuk 11 een berekening is opgenomen. Verhoging van het generieke basisbedrag door met minder vollasturen te rekenen, hebben we daarom niet doorgevoerd.

De waarde van warmte wordt nader behandeld in de notitie *Correctiebedragen 2018 ten behoeve van de SDE+ 2018* (Lensink en Van de Welle, 2017). De opmerking van de reviewers om niet zozeer te kijken naar een vaste technologie (voorheen: WKK) als referentie, maar om te beschouwen welke warmtetechniek momenteel meest competitief is, is daarbij ter harte genomen.

Samenvoegen van categorieën

De analyses geven geen basis om samenvoeging van categorieën te kunnen adviseren op basis van onze onderzoeksopdracht. Dat wil niet zeggen dat er geen goede argumenten zijn om alsnog categorieën samen te voegen. ECN en DNV GL gaan terughoudend om met het geven van beleidsmatige adviezen die buiten de scope van een onderzoeksopdracht vallen, aangezien het maken van beleidskeuzes het domein van het ministerie is.

Basisbedrag zon-PV

Het basisbedrag is volgens de reviewers aan de hoge kant. Enerzijds plaatsen we daarbij de kanttekening dat vooral de installatiekosten (*balance of system*) in Nederland structureel hoger liggen dan in Duitsland. Anderzijds is er geen a priori-reden waarom de kosten hier structureel

hoger zouden blijven liggen, zeker als de uitrol van zon-PV in Nederland versneld wordt in de komende jaren. De uitdaging is daarbij tweeledig: de markt kan uitgedaagd worden om actiever de kosten naar beneden te brengen; de overheid kan deze prikkel versterken door de concurrentie in de SDE+ levendig te houden, waarbij buitenlandse referenties op termijn zelfs taakstellend kunnen worden gemaakt.

Energy research Centre of the Netherlands

Postbus 1

1755 ZG PETTEN

Contact

088 515 4244

info@ecn.nl

www.ecn.nl