



Planbureau voor de Leefomgeving

# EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE+ 2019

**Beleidsstudie**

**Sander Lensink (editor)**

**7 december 2018**

PBL

## **Colofon**

### **Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2018

PBL-publicatienummer: 3342

## **Contact**

sde@pbl.nl

## **Auteurs**

Sander Lensink (editor), Iulia Pișcă, Bart Strengers (PBL), Hans Cleijne, Maroeska Boots, Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, Eeke Mast (DNV GL), Luuk Beurskens, Jeroen Daey Ouwens, Koen Smekens, Ayla Uslu (ECN part of TNO), Harmen Mijnlieff (TNO)

## **Redactie figuren**

Beeldredactie PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S. (2018), Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2019, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

# Inhoud

<b>Samenvatting</b>	<b>5</b>
<b>1. Inleiding</b>	<b>9</b>
<b>2. Proces en uitgangspunten</b>	<b>10</b>
2.1 Proces en werkwijze	10
2.2 Algemene uitgangspunten	10
2.3 Financiële uitgangspunten	12
2.4 Regeling specifieke afslagen	15
<b>3. Bevindingen waterkracht</b>	<b>16</b>
3.1 Waterkracht, valhoogte $\geq 50$ cm	16
3.2 Waterkracht, valhoogte $\geq 50$ cm, renovatie	17
3.3 Vrije stromingsenergie, valhoogte $< 50$ cm	18
3.4 Osmose	19
<b>4. Bevindingen zonne-energie</b>	<b>20</b>
4.1 Verhoging van ondergrens	20
4.2 Algemene parameters zon-PV	21
4.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, 15 kWp tot 1 MWp en aansluiting $>3 \times 80$ A	25
4.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, groter dan 1 MWp (dakopstelling)	25
4.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, groter dan 1 MWp (veld- of wateropstelling)	26
4.6 Zonthermie	27
<b>5. Bevindingen windenergie</b>	<b>30</b>
5.1 Wind op land	30
5.2 Wind op waterkering	35
5.3 Wind in meer, water $\geq 1$ km <sup>2</sup>	36
<b>6. Bevindingen geothermie</b>	<b>38</b>
6.1 Geothermie $\geq 500$ meter en $<4000$ meter	38
6.2 Geothermie; $\geq 4000$ meter	40
6.3 Geothermie $\geq 500$ meter en $<4000$ meter; projectuitbreiding met een extra put	41
<b>7. Bevindingen waterzuivering</b>	<b>43</b>
7.1 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, gecombineerde opwekking	43
7.2 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas	44
7.3 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, warmte	45
7.4 Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas	46
<b>8. Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa</b>	<b>47</b>
8.2 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa	49
8.3 Biomassavergassing ( $\geq 95\%$ biogeen)	51
8.4 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW <sub>th</sub>	52
8.5 Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5$ MW <sub>th</sub>	53
8.6 Ketel op B-hout	55
8.7 Ketel op vloeibare biomassa	56
8.8 Ketel industriële stoom uit houtpellets $> 5$ MW <sub>th</sub>	56
8.9 Ketel warmte uit houtpellets $> 5$ MW <sub>th</sub>	57
8.10 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	59
<b>9. Bevindingen vergisting van biomassa</b>	<b>60</b>
9.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting	61
9.2 Grootschalige vergisting	61

9.3	Vergisting van uitsluitend dierlijke mest	64
<b>10.</b>	<b>Bevindingen bestaande installaties</b>	<b>70</b>
10.1	Beschouwing biogas	70
10.2	Basisbedragen biogas	70
<b>11.</b>	<b>Aanvullende vragen</b>	<b>71</b>
11.1	Indicatieve berekeningsmethode	71
	<b>Afkortingen</b>	<b>74</b>
	<b>Literatuur</b>	<b>75</b>
	<b>Bijlage A Basisprijzen en correctiebedragen</b>	<b>77</b>
A.1	Toelichting correctiebedragen	77
A.2	Toelichting basisprijzen	78
A.3	Garanties van oorsprong	80
A.4	Grootschalige warmte	80
A.5	Overzicht	81
	<b>Bijlage B Uitgangspunten</b>	<b>84</b>
B.1.	Aanleiding	84
B.2.	Uitgangspunten berekening basisbedragen	84
	<b>Bijlage C Reactie op schriftelijke consultatie</b>	<b>89</b>
C.1	Algemeen	89
C.2	Financiering	92
C.3	Correctiebedragen en basisenergieprijzen	97
C.4	Zon-PV	102
C.5	Zonthermie	117
C.6	Windenergie	118
C.7	Biomassaverbranding en -vergassing	126
C.8	Biomassavergisting	140
C.9	Geothermie	145
	<b>Bijlage D Externe review</b>	<b>154</b>
	<b>Bijlage E Nawoord</b>	<b>157</b>

# Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft advies gevraagd aan het PBL over de basisbedragen voor de SDE+ 2019. Dit rapport betreft het eindadvies voor waterkracht, zonne-energie, windenergie, geothermie, waterzuivering, thermische conversie van biomassa en vergisting. Voor het opstellen van het eindadvies heeft het PBL samengewerkt met ECN part of TNO, TNO en DNV GL.

De basisbedragen zijn zo berekend dat zij toereikend zijn voor het merendeel van de projecten in de betreffende categorie. Door project specifieke omstandigheden blijft het mogelijk dat er initiatieven zijn die ondanks de SDE+-vergoeding toch niet rendabel uit te voeren zijn.

De basisbedragen SDE+ 2019 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 EZK aangesloten bij de naamgeving van de categorieën in de regeling SDE+ 2018. De basisbedragen zijn weergegeven in € 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+ 2018<sup>1</sup> opgenomen.

De geadviseerde basisbedragen voor de SDE+ 2019 wijken vaak af van de geadviseerde basisbedragen voor de SDE+ 2018, die voor de volledigheid gearceerd in de tabellen zijn weergegeven ter vergelijking. Vooral kapitaalintensieve technologieën kennen een verhoging ten gevolge van de gestegen inflatie, en daarmee de hogere nominale kapitaalslasten. Bij windenergie en zonne-energie, beide kapitaalsintensieve technologieën, wordt deze stijging geheel of gedeeltelijke gecompenseerd door een daling van de investeringskosten door technologische ontwikkelingen en marktwerking. Voor biomassa-projecten dalen veel basisbedragen, vooral doordat de prijzen voor verschillende soorten van biomassa zijn gedaald. Voor sommige categorieën is een heldere vergelijking met het advies van vorig jaar moeilijker te maken, door een wijziging in de gehanteerde categoriedefinitie. In deze gevallen geven de tabellen geen waarde (-) bij het advies voor 2018.

---

<sup>1</sup> Zie: <http://www.pbl.nl/sde>

**Tabel 1: Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2019 voor waterkracht, wind- en zonne-energie (bedragen in €/kWh)**

Categorie (energiedrager)		Advies SDE+ 2019	Vol-last-uren	Advies SDE+ 2018
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	(E)	0,173	5700	0,168
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	(E)	0,103	2600	0,100
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	(E)	0,197	3700	0,191
Osmose	(E)	>0,200	8000	>0,200
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1000 MWp met aansluiting >3*80A*	(E)	0,101 (voorjaar) 0,099 (najaar)	950	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (daksysteem) *	(E)	0,095 (voorjaar) 0,092 (najaar)	950	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (veld- of watersysteem) *	(E)	0,093 (voorjaar) 0,088 (najaar)	950 (1190)	-
Zonthermie ≥ 140 kW en < 1 MW	(W)	0,098	700	0,094
Zonthermie ≥ 1 MW	(W)	0,085	700	0,083
Wind op land, ≥ 8 m/s	(E)	0,054	3480	0,054
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	(E)	0,058	3120	0,059
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	(E)	0,064	2750	0,064
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	(E)	0,067	2600	-
Wind op land, < 6,75 m/s	(E)	0,071	2420	-
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 8 m/s	(E)	0,059	3500	0,058
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	(E)	0,064	3130	0,063
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	(E)	0,070	2770	0,069
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	(E)	0,073	2630	-
Wind op primaire waterkeringen, < 6,75 m/s	(E)	0,078	2430	-
Wind in meer, water ≥ 1 km <sup>2</sup>	(E)	0,086	4050	0,085

\* voor een zonvolgsysteem geldt een aantal vollasturen van 1190. In alle andere gevallen 950.

**Tabel 2: Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2019 voor geothermie (bedragen in €/kWh)**

Categorie (energiedrager)		Advies SDE+ 2019	Vollast-uren	Advies SDE+ 2018
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter	(W)	0,052	6000	0,053
Geothermie ≥ 4000 meter	(W)	0,067	7000	0,060
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter; projectuitbreiding met een extra put	(W)	0,032	6000	0,034

**Tabel 3: Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2019 voor waterzuivering (bedragen in €/kWh)**

Categorie (energiedrager)	Advies SDE+ 2019	Vollasturen warmte/kracht (samengesteld)	WK-verhouding	Advies SDE+ 2018
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking) (WKK)	0,051	4000/8000 (5729)	0,66	0,049
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas) (G)	0,048	8000	-	0,046
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (warmte) (W)	0,034	7000	-	0,033
Bestaande slibgisting bij AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas) (G)	0,032	8000	-	-

**Tabel 4: Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2019 voor verbranding en vergassing van biomassa (bedragen in €/kWh)**

Categorie (energiedrager)		Advies SDE+ 2019	Vollasturen	Advies SDE+ 2018
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	(G)	0,113	7500	0,125
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	(G)	0,086	7500	0,095
Warmte ketel op B-hout	(W)	0,030	7000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MWth	(W)	0,053	3000	0,055
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth*	(W)	0,047	7000	0,051
Ketel op vloeibare biomassa**	(W)	0,072	7000	0,073
Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth	(W)	0,062	8500	0,066
Ketel warmte uit houtpellets > 5 MWth	(W)	0,065	6000	0,063
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	(W)	0,051	3000	0,050

\* zie tabel 8.9 wordt een uitwerking van de warmtestaffel

\*\* op basis van accijns voor zware stookolie

**Tabel 5: Overzicht basisbedragen advies SDE+ 2019 voor vergisting van biomassa (bedragen in €/kWh)**

Categorie (energiedrager)		Advies SDE+ 2019	Vollasturen warmte/ kracht (samengesteld)	WK-verhouding	Advies SDE+ 2018
<b>Alle typen biomassa</b>					
Grootschalige vergisting alle typen biomassa (hernieuwbaar gas)	(G)	0,062	8000	-	-
Gecombineerde opwekking grootschalige vergisting alle typen biomassa	(WKK)	0,070	7300/8000 (7622)	1,07	-
Warmte grootschalige vergisting alle typen biomassa	(W)	0,062	7000	-	-
<b>Mestmonovergisting ≤ 400 kW</b>					
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) ≤ 400 kW	(G)	0,087	8000	-	0,099
Gecombineerde opwekking vergisting uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	(WKK)	0,127	5300/8000 (6374)	1,0	0,124
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	(W)	0,103	7000	-	0,100
<b>Mestmonovergisting &gt; 400 kW</b>					
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) > 400 kW	(G)	0,071	8000	-	0,065
Gecombineerde opwekking vergisting uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	(WKK)	0,077	6800/8000 (7353)	1,0	0,068
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	(W)	0,065	7000	-	0,065



# 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 ministerie<sup>2</sup> 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.

## Onderzoeksopdracht

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het PBL advies gevraagd over de hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling voor 2018. Het PBL adviseert het ministerie over de hoogte van de basisbedragen voor door het ministerie voorgeschreven categorieën. Uiteindelijk zal de minister van EZK beslissen over de openstelling van de SDE+-regeling in 2019, de open te stellen categorieën en de basisbedragen voor nieuwe SDE+-beschikkingen in 2019.

In overleg met het ministerie is ervoor gekozen om een conceptadvies aan de markt voor te leggen. Deze consultatieronde heeft in mei en juni 2018 plaatsgevonden. Dit rapport bevat het eindadvies over de geadviseerde basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen.

## 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 2019 en (de rekenmethode voor) de voorlopige correctiebedragen 2019 bij iedere categorie opgenomen. In Bijlage A is een overzicht opgenomen van alle categorieën en bijbehorende basisprijzen 2019 en voorlopige correctiebedragen 2019.

---

<sup>2</sup> 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>.

# 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**

De advisering voor de SDE+-subsidie voor 2019 is een samenwerking tussen het PBL, DNV GL en ECN part of TNO, waarbij het PBL als penvoerder optreedt. Waar in de verdere tekst wij, ons of PBL staat, wordt bedoeld 'PBL in samenwerking met DNV GL en ECN *part of* TNO'.

Tussen 9 en 17 mei 2018 zijn de conceptadviezen gepubliceerd ten behoeve van een schriftelijke marktconsultatie. Belanghebbenden werden uitgenodigd om een reactie te geven op deze conceptadviezen. Tussen 25 mei en 18 juni hebben er consultatiegesprekken plaatsgevonden waarin schriftelijke reacties mondeling toegelicht konden worden.

Dit rapport van het PBL bevat het eindadvies over de basisbedragen dat tot stand gekomen is na consultatie van marktpartijen gedurende de zomerperiode. In Bijlage C lichten wij toe hoe met reacties uit de schriftelijke marktconsultatie is 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 D is de reviewreactie opgenomen. Het PBL geeft in het nawoord (Bijlage E) aan hoe om is gegaan met het reviewcommentaar.

## 2.2 Algemene uitgangspunten

### **Algemeen**

De uitgangspunten voor de berekening van de basisbedragen zijn in overleg tussen het ministerie van EZK en het PBL vastgesteld, zie Bijlage B. 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 het PBL wijzigingen kan voorstellen. De minister van EZK 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 worden de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas of hernieuwbare warmte berekend. 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 2019 van kracht is. De productiekosten hebben betrekking op projecten waarvoor in 2019 SDE+ aangevraagd kan worden en die in 2019 of begin 2020 als bouwproject van start kunnen gaan.

### **Referentie-installatie en techno-economische parameters**

Voor iedere categorie is 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-energiedoelstellingen uit een referentiebrandstof of -substraat. De referentie-installatie toont naar ons inzicht 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, het OT-model. Dit model is te raadplegen via de PBL-website<sup>3</sup>.

### **Kosten gebruik biomassa voor energiedoelstellingen**

Vooraf 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 transport van warmte worden in de investeringskosten van het project meegenomen. Warmte-infrastructuur aan de distributie- en vraagzijde, zoals een warmtenet of een lagetemperatuurverwarmingssysteem, hoort niet bij de kosten die zijn meegenomen in de berekening van de subsidiëtarieven.

---

<sup>3</sup> <https://www.pbl.nl/sde>

## 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 algemene economische ontwikkelingen die het hernieuwbare-energie domein overstijgen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 2.1 en worden in onderstaande tekst nader toegelicht. De resultante van deze parameters geven naar ons inzicht 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 2.1: Gehanteerde financiële parameters voor de SDE+ 2019**

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
<b>Rendement vreemd vermogen</b>		
Rente met groenfinanciering	2,5 %	Zonne-energie, windenergie, geothermie, vergassing, waterkracht
Rente zonder groenfinanciering	3,0 %	Overige categorieën
<b>Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen</b>		
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zon-PV, windenergie
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
<b>Rendement op eigen vermogen</b>		
Rendement op eigen vermogen	15,0 %	Categorieën met hoog risicoprofiel
	12,0 %	Overige categorieën
<b>Inflatie</b>		
Inflatie van biomassaprijzen en Operationele kosten	2,0% / jaar	

### Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting over een paar jaar. Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2020-2035. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close*. De marktrente is bijvoorbeeld ook een nominale waarde, waarin een inflatieverwachting verwerkt zit. De recentste inflatieprognose van het CPB (MEV 2019) laat een stijging zien naar 1,6% in 2018 en naar 2,5% in 2019. In dit advies wordt daarom gerekend met een hogere inflatie dan in het voorgaande advies voor SDE+ 2018: een behoedzame stijging van de inflatie van 1,5% naar 2,0%.

### 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 – tussen de 2% en de 3%. Een rente op de lening van ca. 3,0% is momenteel voor veel projecten haalbaar, waarbij diverse

marktpartijen een licht stijgende trend veronderstellen. Dit leidt tot 3,0% rente op leningen voor projecten zonder groenfinanciering.

Voor projecten met groenfinanciering wordt een 0,5 procentpunt afslag gerekend wat leidt tot effectief een rente van 2,5%. Uit de marktconsultatie is gebleken dat er voor nieuwe projecten inderdaad mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Ook voor windenergie zijn er 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.

### **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. De aanname voor het reële rendement op eigen vermogen zijn ongewijzigd, maar door de gehanteerde stijging van de inflatie naar 2,0%, stijgen ook de rendementen op eigen vermogen met 0,5 procentpunt. Het gehanteerde rendement op eigen vermogen is daarmee 12,0% nominaal. Voor enkele categorieën met een significant hoger operationeel of regelgevingstechnisch risico is voor het rendement op eigen vermogen gerekend met 15,0%. 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. Daarmee zijn de rendementen op eigen vermogen in de dit rapport niet direct vergelijkbaar met gebruikelijke rendementen in projectplannen of beoogde winsten. De getoonde rendementen op eigen vermogen in dit rapport liggen wat hoger dan deze gebruikelijke rendementen bij gesubsidieerde projecten, omdat in afwijking van de praktijk verschillende kostenposten hier nog uit betaald dienen te worden.

### **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*<sup>4</sup> 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

---

<sup>4</sup> 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.

projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde basisbedragen. Tabel 2.2 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende kapitaalkosten<sup>5</sup>.

**Tabel 2.2: Kapitaalkosten (WACC<sup>6</sup>) per thema voor de SDE+ 2019**

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

### 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 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.

Voor windenergie en zonne-energie is gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SDE+-subsidieperiode, nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Meerkosten ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten.

<sup>5</sup> 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>.

<sup>6</sup> Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als  $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \times [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$ . De reële WACC volgt dezelfde berekening, waarbij de inflatie is afgetrokken van de rendementen op vreemd en eigen vermogen.

## 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 €/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 0,0011 €/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  $\geq 50$  cm (paragraaf 3.1)
- Waterkracht, valhoogte  $\geq 50$  cm, renovatie (paragraaf 3.2)
- Vrije stromingsenergie, valhoogte  $< 50$  cm (paragraaf 3.3)
- Osmose (paragraaf 3.4).

De kostenstructuur zoals wij 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 afgetopt op 0,13 €/kWh. De marktconsultatie uit mei en juni 2018 heeft voor waterkracht geen inzichten opgeleverd die tot aanpassing van het Conceptadvies uit mei 2018 geleid hebben.

## 3.1 Waterkracht, valhoogte $\geq 50$ 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  $\geq 50$  cm is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een valhoogte van minder dan vijf meter.

De technisch-economische parameters zijn te vinden in tabel 3.1. In tabel 3.2 staan het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters. Het basisbedrag is gestegen ten opzichte van het advies voor 2018 door de hogere kapitaalslasten.



**Tabel 3.1: Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte  $\geq$  50 cm**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5700	5700
Investeringskosten	[€/kW]	8000	8000
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	100	100

**Tabel 3.2: Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte  $\geq$  50 cm**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,168	0,173
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,027	0,031
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,038	0,046
Berekeningswijze correctiebedrag	APX		

## 3.2 Waterkracht, valhoogte $\geq$ 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  $\geq$  50 cm, renovatie' wordt ervan uitgegaan dat bij de referentie-installatie de turbines vervangen zullen worden door visvriendelijke(re) varianten. Een dergelijke innovatieve visvriendelijke turbine lijkt vooralsnog de voornaamste manier om aan de strengere eisen op het gebied van vissterfte te voldoen. Het is zeer waarschijnlijk dat bij een dergelijke renovatie ook (een deel van) de elektrische infrastructuur, zoals de generator, transformatoren en bediening moeten worden aangepast. Er wordt aangenomen dat de benodigde aanpassingen aan de civiele werken (de kunstwerken) nihil zijn. Het lagere aantal vollasturen, in vergelijking met de categorie 'Waterkracht, valhoogte  $\geq$  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+ 2018. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie staat in tabel 3.3. In tabel 3.4 staan het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters. Het basisbedrag is gestegen ten opzichte van het advies voor 2018 door de hogere kapitaalslasten.

**Tabel 3.3: Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2600	2600
Investeringskosten	[€/kW]	1600	1600
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	80	80

**Tabel 3.4: Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie**

Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,100	0,103
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,027	0,031
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,038	0,046
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 vrijegetijden-stromingsenergie), indien de valhoogte beperkt blijft tot minder dan een halve meter.

In tabel 3.5 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 is gestegen ten opzichte van het advies voor 2018 door de hogere kapitaalslasten.

**Tabel 3.5: Technisch-economische parameters Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€/kW]	5100	5100
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	155	155

**Tabel 3.6: Overzicht van subsidieparameters Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,191	0,197
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,027	0,031
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,038	0,046
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 2018, ruim boven 0,20 €/kWh. In tabel 3.7 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven. In tabel 3.8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters voor osmose weergegeven.

**Tabel 3.7: Technisch-economische parameters Osmose**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW]	37000	37000
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	213	213

**Tabel 3.8: Overzicht van subsidieparameters Osmose**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	> 0,200	> 0,200
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,027	0,031
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,038	0,046
Berekeningswijze correctiebedrag	APX		

# 4. Bevindingen

## zonne-energie

Dit hoofdstuk beschrijft de adviezen voor zonne-energie (elektriciteit en warmte). Voor zon-PV  $\geq 1$  MWp worden in dit advies wijzigingen geïntroduceerd: in deze categorie wordt vanaf SDE+ 2019 onderscheid gemaakt tussen daksystemen en veldsystemen. Het referentiesysteem voor op een dak heeft een vermogen van 2,5 MWp, en er wordt uitgegaan van realisatie binnen drie jaar na beschikking, met een opdrachtverstrekking aan de aannemer binnen twee jaar, oftewel in 2021. Voor veldsystemen is de referentieinstallatie 10 MWp en wordt realisatie binnen vier jaar na beschikking verondersteld, met een uiterlijke opdrachtverstrekking aan de aannemer binnen drie jaar, oftewel in 2022. De verschuiving van het realisatiejaar wordt gemotiveerd met de waarneming dat het verzorgen van de aansluiting op het elektriciteitsnet in veel gevallen langer duurt voor PV-systemen van deze grootte.

De onderzochte categorieën zijn:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ondergrens tot 1 MWp en aansluiting  $> 3 \times 80$  A
- Fotovoltaïsche zonnepanelen,  $\geq 1$  MWp als daksysteem
- Fotovoltaïsche zonnepanelen,  $\geq 1$  MWp in veld- of wateropstelling

De categorieën van zonthermie zijn als volgt:

- Zonthermie, 140 kW tot 1 MW (paragraaf 4.3.1).
- Zonthermie,  $\geq 1$  MW (paragraaf 4.3.2).

### 4.1 Verhoging van ondergrens

Er wordt door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) overwogen om de ondergrens van 15 kWp te verhogen naar een typische PV-systeemgrootte passend bij een aansluiting groter dan  $3 \times 80$  A. Deze ondergrens, uitgaande van een grootverbruikersaansluiting, zou ons inziens niet hoger moeten liggen dan 115 kWp, dus ergens tussen 15 en 115 kWp. Daarbij adviseren we deze ondergrens te verhogen in samenhang met de salderingsregeling, zodat er een continu ondersteuningspectrum bestaat voor kleinere zon-PV-systemen.

Een laagspanningsaansluiting van  $3 \times 80$  A heeft bij een spanning van 400 V een maximale transportcapaciteit van 96 kVA ( $3 \times 80 \times 400$ ). Dit komt bij een arbeidsfactor van 1 overeen met 96 kW. Deze waarde representeert het maximale omvormervermogen van het PV-systeem. Om het piekvermogen van een PV-systeem te bepalen dient het omvormervermogen vermenigvuldigd te worden met ongeveer 1,2, wat resulteert in een PV-vermogen van 115 kWp. Op aansluitingen tot  $3 \times 80$  A kunnen dus in ieder geval PV-systemen tot 115 kWp aangesloten worden. Als gekozen wordt om de helft van de maximale PV-capaciteit te installeren, wordt ook maximaal de helft van de capaciteit van de netwerkaansluiting benut voor teruglevering. Ter illustratie: een PV-systeem van de huidige ondergrens van 15 kWp zou tijdens een piek nog geen 10% van de aansluitcapaciteit gebruiken, omdat de aansluiting in de SDE+-regeling groter is dan  $3 \times 80$  A.

## 4.2 Algemene parameters zon-PV

Van enkele componenten zijn de kosten schaalonafhankelijk bepaald. Dit geldt voor bijvoorbeeld kostprijzen voor modules, omvormers en installatiemateriaal. Andere kostencomponenten zijn wel schaalafhankelijk. Anders dan in voorgaande jaren is het verwachte prijsniveau afhankelijk gesteld van de categorie. Dit omdat de realisatietermijn langer is bij grotere projecten. Voor systemen onder 1 MWp wordt nu als peiljaar voor de systeemkosten het jaar 2020 gebruikt. Voor daksystemen boven 1 MWp is het peiljaar 2021 gekozen, en voor veld- en watersystemen is dat 2022. Mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen kunnen prijsverhogend werken. De algemene trend is echter dat de specifieke investeringskosten van PV-systemen door technologische ontwikkeling en schaaffecten blijven dalen. De in deze paragraaf getoonde prijzen van modules en omvormers zijn verwachte groothandelsverkooprijzen, exclusief btw en exclusief de marge van de installateur.

### 4.2.1 PV-modules

De kosten van PV-modules medio 2018 zijn geraamd op 320 €/kWp. Dit is de prijs van kristallijnen *mainstream* PV-modules volgens [www.pvxchange.com](http://www.pvxchange.com)<sup>7</sup> in juli 2018. Trendlijnen worden ook gepubliceerd door [pv-magazine.com](http://pv-magazine.com)<sup>8</sup>. Hierin is een sterke daling van moduleprijzen te zien tussen medio 2017 en juli 2018. Het is onzeker of deze kostendaling op dezelfde manier doorzet. Om de kosten voor 2020 te ramen zijn de waardes van 2018 daarom gereduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9%<sup>9</sup> en marktvoorspellingen over het opgestelde vermogen van GTM Research<sup>10</sup> en Bloomberg New Energy Finance<sup>11</sup>. Na correctie voor prijsdaling en inflatie worden de kosten voor PV-modules medio 2020 geschat op ongeveer 295 €/kWp, 285 €/kWp in 2021 en 280 €/kWp in 2022.

### 4.2.2 Omvormers

Onderzoeksgegevens over de kosten van omvormers laten lagere waardes zien dan afgelopen jaren is aangenomen in de SDE+-regeling. GTM Research rapporteert kosten tussen 0,06 en 0,08 USD per Watt wisselstroom voor Europa in 2018<sup>12</sup>. Rekening houdend dat de omvormers gedimensioneerd worden op ongeveer 80% van het piekvermogen, worden de kosten voor omvormers in 2018 geraamd op 54 €/kWp. De kosten vanaf 2020 worden bepaald op basis van de ervaringscurve en inflatiecorrectie, en uitgaande van een vermogen van 80% van het modulevermogen, berekend op 42 €/kWp in 2020, 40 €/kWp in 2021 en 38 €/kWp in 2022..

### 4.2.3 Installatiemateriaal en -arbeid

De prijzen van componenten als montagemateriaal en bekabeling worden per kilowattpiek verondersteld te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Door toenemende efficiëntie is er per kWp minder installatiemateriaal nodig. Dit betekent een prijsdaling van ruim 2% voor installatiemateriaal. Door een toenemende krapte op de arbeidsmarkt wordt verondersteld dat installatiearbeidskosten stijgen met 2% per jaar.

### 4.2.4 Netwerkaansluiting

In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw, dan wel voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor grotere systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig

<sup>7</sup> [http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=de-DE](http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE)

<sup>8</sup> <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/>

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-trends-2018-gtm-research#qs.XfbpwSU>

<sup>11</sup> BNEF (2017) Q4 2017 Global PV Market Outlook, via [pv-magazine.com](http://pv-magazine.com)

<sup>12</sup> GTM Research (2017). The Global PV Inverter and MLPE Landscape, H2 2017

zijn van een geschikte netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel te overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals waterwegen. Deze kosten zijn om die reden altijd project-specifiek en ze kunnen flink verschillen.

De aanschaf van een nieuwe netwerkaansluiting valt tot 10 kVA in het gereguleerde domein waardoor de prijzen vast staan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Voor dit eindadvies is een analyse gedaan van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie voor de drie grootste netbeheerders. Behalve bij de categorie  $\geq 1$  MWp in veld- of wateropstelling zijn kosten voor een transportkabel van meer dan 25 meter niet meegenomen. De vaste aansluitkosten kennen voor de grotere categorieën een spreiding rond 40 €/kWp waardoor een uitsplitsing per categorie niet onderbouwd kan worden. Voor de systeemgrootte met referentiesysteem van 10 MWp is het zeer aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een typische lengte aangenomen van 2500 meter. Dit levert een kostenverhoging van 60 €/kWp. De opgenomen kostenposten staan in tabel 4.1.

**Tabel 4.1: In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting**

Systeemgrootte	Kosten netwerkaansluiting (+transportkabel) [€/kWp]
Vanaf 15 kWp tot 1 MWp	40
Groter dan of gelijk aan 1 MWp veld- of wateropstelling	40 (+60)

#### 4.2.5 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 jaarlijkse productie van 990 kWh/kWp bij start van het project als gangbaar gemiddelde voor de huidige nieuwe systemen. Tevens wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieafname van 0,64%. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar. Het jaarlijks aantal vollasturen wordt mede daarom gesteld op 950 kWh/kWp voor dak-, land- en watersystemen.

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 liggen nabij de specifieke kosten van een project zonder volgsysteem, mits alle uren subsidiabel zijn. Voor projecten met een zonvolgsysteem worden daarom 1190 vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen; hetzelfde geldt voor PV op water met een zonvolgsysteem.

#### 4.2.6 Vaste O&M-kosten

In reactie op het conceptadvies voor zonne-energie uit mei 2018 is in de consultatieperiode door marktpartijen extra informatie verstrekt over de post 'vaste O&M-kosten'. In dit advies is gekeken naar waarden die voor omringende landen gegeven worden in het rapport Global Solar PV O&M 2017-2022 door GTM Research<sup>13</sup>. In dat rapport worden laagst waargenomen prijzen gerapporteerd. Hierbij is het goed te onderkennen dat O&M-kosten voor onderhoud

<sup>13</sup> GTM Research (2017). Global Solar PV O&M 2017-2022, Dec. 2017

en bedrijfsvoering slechts een gedeelte omvatten van alle operationele kosten van een PV-systeem. Deze waarden zijn, samen met informatie uit de marktconsultatie, als uitgangspunt genomen voor de vaste O&M-kosten binnen de SDE+-regeling. De kostenberekening daarvoor is als in tabel 4.3 en tabel 4.4.

**Tabel 4.2: Typische O&M-kosten naar schaalgrootte (exclusief overige vaste operationele kosten)**

Systeemgrootte	Operationele kosten (€/kWp/jaar)
15 kWp tot 1 MWp	8,0
Daksystemen vanaf 1 MWp (referentie 2,5 MWp)	7,5
Veldsystemen vanaf 1 MWp (referentie 10 MWp)	6,5

De bedragen in tabel 4.3 voor O&M-kosten worden geacht toereikend te zijn voor alle onderhoud (preventief en correctief), schoonmaak en monitoringsdiensten en gaat uit van kostenefficiëntie door schaalvoordeel. Daarnaast komen er nog overige vaste kosten in beeld bij een PV-installatie, namelijk de kosten voor een brutoproduktiemeter, verzekering, beveiliging, jaarlijkse netwerkaansluitingskosten, participatie en draagvlak, en OZB. Deze kosten tezamen worden geschat zoals weergegeven in tabel 4.4 (kosten voor dak- of grondhuur zijn hierbij, zoals gesteld in de uitgangspunten, niet meegenomen, noch de kosten voor sociaal draagvlak en *asset management*). De kosten voor vaste operationele kosten bedragen ongeveer 2% van de totale investeringskosten.

**Tabel 4.3 Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar) zoals geldend voor de voorjaarsronde van SDE+ 2019 (percentage van de waarde).<sup>14</sup>**

Kostenpost	15 kWp tot 1 MWp	≥ 1 MWp (dak)	≥ 1 MWp (veld/water)
O&M-kosten	8,0	7,5	6,5
Brutoproduktiemeter	3,0	0,34	0,17
Verzekering	1,0	1,0	1,0
Beveiligingsdiensten	0,0	0,0	0,5
Jaarlijkse netwerkaansluitingskosten	2,0	2,0	2,0
OZB (0,4% van systeemkosten voorjaar 2020)	3,1	3,0	3,0
<b>Totaal voorjaar 2020</b>	<b>17,1</b>	<b>13,4</b>	<b>13,3</b>

Tabel 4.5 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 wij om een jaarlijkse post van 0,4% van de investeringskosten op te nemen om OZB-kosten te dekken.

<sup>14</sup> Omdat de OZB-component afhangt van de investeringskosten gelden voor de najaarsronde SDE+ 2019 lagere totale vaste operationele kosten (de totaalbedragen zijn 0,2 à 0,3 €/kWp per jaar lager dan in de voorjaarsronde). Weergegeven is de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen.

**Tabel 4.4 Overzicht van de onroerendezaakbelasting (OZB) zoals deze gelden in de Nederlandse gemeentes.<sup>15</sup>**

	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%

#### 4.2.7 Eenmalige O&M-kosten

In het voorliggende advies wordt de analyseperiode verlengd naar 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is de technische levensduur van de omvormers van PV-systemen 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 omvormers op te nemen welke de kosten voor omvormers van jaar 12 tot en met jaar 20 dekt. Om de prijs van omvormers in jaar 12 te schatten wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 5%. Vanaf 2022 wordt geen prijsdaling aangenomen voor omvormers die voorzien worden in SDE+-projecten<sup>16</sup>. 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 29 €/kWp, waarbij alleen de lasten in het 12<sup>e</sup> tot en met het 20<sup>e</sup> bedrijfsjaar van het PV-systeem zijn meegewogen (dus 9/12<sup>e</sup> ofwel driekwart van de kosten, uitgelegd op 80% van het piekvermogen).

#### 4.2.8 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting

Door bij de netwerkbeheerders na te gaan wat de te verwachten jaarlijkse kosten voor net-aansluiting zijn, is gevonden dat voor de meeste vermogenscategorieën de jaarlijkse kosten 2 €/kWp bedragen.

#### 4.2.9 Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een PV-installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De analyseperiode voor de onrendabele top-berekening is conform de SDE+-uitgangspunten 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het NEV2017 'voorgenomen beleid'-scenario, aangepast met inflatie en inclusief kosten voor profiel en onbalans.

#### 4.2.10 Restwaarde

De restwaarde na 20 jaar hebben wij meegewogen in het advies. 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, mede op basis van de consultatiereacties, de restwaarde voor nihil meegenomen in het basisbedrag.

<sup>15</sup> 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)

<sup>16</sup> GTM (2017) *The Global PV Inverter and MLPE Landscape H2 2017*.



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

### 4.3.1 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4.6. In tabel 4.7 zijn voor de categorie fotovoltaïsche zonnepanelen van 15 kWp tot 1 MWp het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 4.5: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp tot 1 MWp**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019 voorjaar	Advies SDE+ 2019 najaar
Installatiegrootte	[MWp]	0,250	0,250
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	770	750
Operationele kosten	[€/kWp/jaar]	17,1	17,0
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	29

**Tabel 4.6: Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp tot 1 MWp**

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2018	Advies SDE+ voorjaar 2019	Advies SDE+ najaar 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,112	0,101	0,099
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	15	20	20
<b>Netlevering</b>				
Basisprijs SDE+ 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,022	0,025	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,038	0,041	0,041
Berekeningswijze correctiebedrag (netlevering)	APX x "profiel- en onbalansfactor"			
<b>Eigen gebruik</b>				
Basisprijs SDE+ 2019 (eigen gebruik)	[€/kWh]	0,047	0,053	0,053
Voorlopig correctiebedrag 2019 (eigen gebruik)	[€/kWh]	0,063	0,069	0,069
Berekeningswijze correctiebedrag (eigen gebruik)	APX x "profiel- en onbalansfactor" + EB + ODE + netwerktarief			

## 4.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, groter dan 1 MWp (dakopstelling)

### 4.4.1 Uitgangspunten

#### Referentie-installatie

De referentie-grootte voor daksystemen boven 1 MWp is gekozen op 2,5 MWp.

#### 4.4.2 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4.8. In tabel 4.9 zijn voor de categorie fotovoltaïsche zonnepanelen groter dan 1 MWp in een dakopstelling het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 4.7: Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq$  1 MWp (dakopstelling)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ voorjaar 2019	Advies SDE+ najaar 2019
Installatiegrootte	[MWp]	2,5	2,5
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	750	730
Operationele kosten	[€/kWp/jaar]	13,76	12,97
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	29

**Tabel 4.8: Overzicht subsidieparameters zon-PV  $\geq$  1 MWp (dakopstelling)**

	Eenheid	Advies SDE+ voorjaar 2019	Advies SDE+ najaar 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,095	0,092
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
<b>Netlevering</b>			
Basisprijs SDE+ 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,025	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,041	0,041
Berekeningswijze correctiebedrag (netlevering)	APX x "profiel- en onbalansfactor"		
<b>Eigen gebruik</b>			
Basisprijs SDE+ 2019 (eigen gebruik)	[€/kWh]	0,046	0,046
Voorlopig correctiebedrag 2019 (eigen gebruik)	[€/kWh]	0,060	0,060
Berekeningswijze correctiebedrag (eigen gebruik)	APX x "profiel- en onbalansfactor" + EB + ODE		

## 4.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, groter dan 1 MWp (veld- of wateropstelling)

### 4.5.1 Uitgangspunten

#### Referentie-installatie

In de categorie veld- en wateropstelling wordt een referentiesysteem gedefinieerd van 10 MWp. De afgelopen jaren zijn er steeds meer veldsystemen bijgekomen met een zeer groot vermogen. Daardoor beginnen de typische vermogens van daksystemen en veldsystemen meer van elkaar te verschillen. In tegenstelling tot voorgaande adviezen, rekenen wij daarom een aparte categorie door voor grote veld- en watersystemen. Ten opzichte van daksystemen van 2,5 MWp leidt dit tot verdere verlaging van de investeringskosten en onderhoudskosten. Systemen op water kunnen een iets hogere productie halen dan systemen op land. Deze productiestijging is meestal indicatief enkele procenten. Gegeven de algemene

spreiding in productiekosten tussen installaties in de praktijk, menen we dat er onvoldoende basis is om een aparte categorie voor watersystemen te adviseren.

#### 4.5.2 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4.10. In tabel 4.11 zijn voor de categorie fotovoltaïsche zonnepanelen groter dan 1 MWp in een veldopstelling het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 4.9: Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq$  1MWp (veld- of wateropstelling) , tussen haakjes staat de parameterwaardes die betrekking hebben op zonvolgsystemen**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ voorjaar 2019	Advies SDE+ najaar 2019
Installatiegrootte	[MWp]	10,0	10,0
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950 (1190)	950 (1190)
Investeringskosten	[€/kWp]	740 (970)	700 (920)
Operationele kosten	[€/kWp/jaar]	13,13	12,97
Enmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	29

**Tabel 4.10: Overzicht subsidieparameters zon-PV  $\geq$  1MWp (veld- of wateropstelling)**

	Eenheid	Advies SDE+ voorjaar 2019	Advies SDE+ najaar 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,093	0,088
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
<b>Netlevering</b>			
Basisprijs SDE+ 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,025	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019 (netlevering)	[€/kWh]	0,041	0,041
Berekeningswijze correctiebedrag (netlevering)	APX x "profiel- en onbalansfactor"		
<b>Eigen verbruik</b>			
Basisprijs SDE+ 2019 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,046	0,046
Voorlopig correctiebedrag 2019 (eigen verbruik)	[€/kWh]	0,060	0,060
Berekeningswijze correctiebedrag (eigen gebruik)	APX x "profiel- en onbalansfactor" + EB + ODE		

## 4.6 Zonthermie

Evenals in SDE+ 2018 zijn er twee categorieën zonnewarmte: van 140 kWth tot 1 MWth en systemen boven 1 MWth. Dit wordt hieronder besproken. Daglichtkassen, voorzieningen die via lenswerking daglicht bij tuinbouwkassen gebruiken voor lagetemperatuurverwarming, vallen niet binnen de categorieën zoals in dit hoofdstuk beschreven.

#### 4.6.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

De ondergrens van de systeemgrootte voor zonthermische systemen voor SDE+ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m<sup>2</sup> (140 kWth). De aanduiding in m<sup>2</sup> is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen<sup>17</sup>. 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 € 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 4.12 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m<sup>2</sup> collectoroppervlak of 140 kW, dat inhoudelijk ongewijzigd is ten opzichte van vorig jaar. In tabel 4.13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbedrag voor zonthermie, apertuuroppervlakte van 200 m<sup>2</sup> of 140 kW is gelijk gebleven aan het advies voor 2018.

**Tabel 4.11: Technisch-economische parameters zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	0,14	0,14
Vollasturen	[uur/jaar]	700	700
Investeringskosten	[€/kW]	600	600
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	1,9	1,9

**Tabel 4.12: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,094	0,098
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,029	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,029	0,032
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + EB + ODE) / gasketelrendement		

#### 4.6.2 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. Onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande jaar (3,9 €/kWth/jaar).

Voor het referentiesysteem van 5 MWth is onder andere een vergelijking gemaakt met groot-schalige 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

<sup>17</sup> Bron: Gleisdorf meeting, Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004.

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. Net zoals bij PV de opstalrechtscosten niet meegenomen worden in de analyse.

Net zoals voor PV wordt er ook een OZB-tarief van 0,4% van de investeringskosten in acht genomen (2,0 €/kWth/jaar). Tabel 4.14 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MWth. In tabel 4.15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 4.13: Technisch-economische parameters energie uit zonthermie, ≥1 MWth**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	5,0	5,0
Vollasturen	[h/a]	700	700
Investeringskosten	[€/kW]	500	500
Operationele kosten	[€/kW/jaar]	3,9	3,9

**Tabel 4.14: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥1 MWth**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,083	0,085
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,023	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,024	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF + EB + ODE) / 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  $\geq 1$  km<sup>2</sup> (paragraaf 5.3).

## 5.1 Wind op land

### 5.1.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat 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, definieert wederom de windklassen voor de SDE+ 2019. Extra aandacht is gevraagd voor gebieden met windsnelheden  $< 7,0$  m/s.
- De restwaarde van een windpark na 15 jaar wordt meegenomen.
- 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+ 2018;
- Participatiekosten en voorbereidingskosten worden niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag omdat het ministerie van EZK 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.

#### Winddifferentiatie

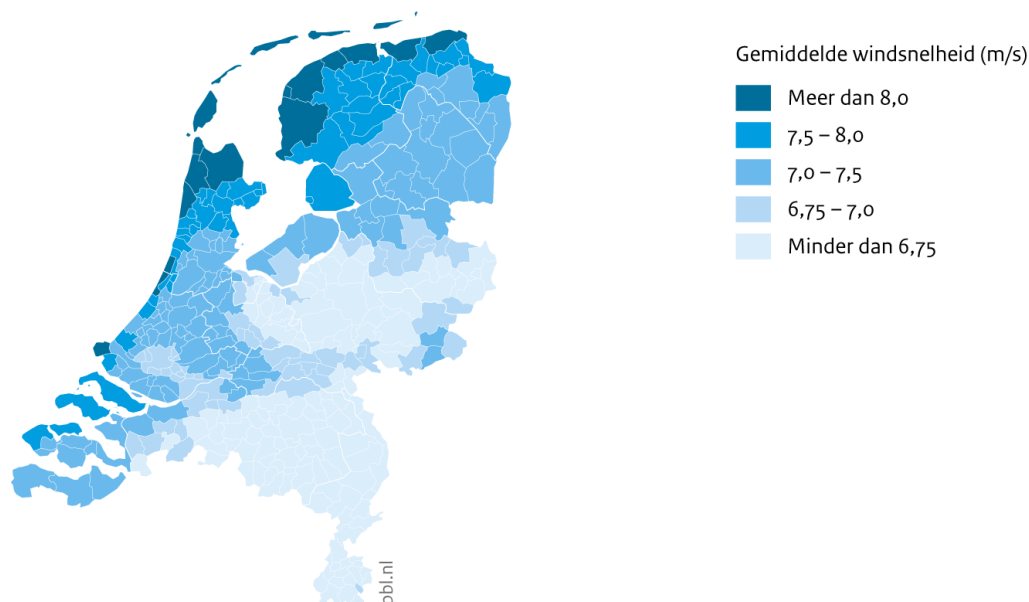
De winddifferentiatie geïntroduceerd in de SDE+ 2015 is gebaseerd op de windkaart die het KNMI voor de SDE+ heeft gegenereerd in 2014 (Geertsema en Van den Brink, 2014). Wij adviseren de vier windsnelheidscategorieën in de SDE+ 2019 uit te breiden naar vijf windsnelheidscategorieën; in vergelijking met het SDE+ Eindadvies 2018 wordt de vierde (IV) windsnelheidscategorie voor windenergie opgesplitst in een nieuwe categorie IVa (6,75 – 7,0 m/s) en een categorie IVb ( $< 6,75$  m/s), zoals weergegeven in tabel 5.1.

**Tabel 5.1: Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windprojecten**

Categorie	Windsnelheid op 100 meter	Windsnelheid in basisbedragbepaling	Categorie eindadvies SDE+ 2018
I	$\geq 8,0$ m/s	8,0 m/s	I
II	7,5 – 8,0 m/s	7,5 m/s	II
III	7,0 – 7,5 m/s	7,0 m/s	III
IVa	6,75 – 7,0 m/s	6,75 m/s	-
IVb	$< 6,75$ m/s	6,5 m/s	IV

In figuur 5.1 is de nieuwe windkaart gegeven. Met het opdelen van categorie IV kan voor de nieuwe categorie IVa een hogere windsnelheid gebruikt worden in de berekening van de basisbedragen, wat leidt tot een lager basisbedrag voor deze categorie ten opzichte van de voorgaande categorie IV.

### Windsnelheid per gemeente



Bron: rvo.nl, 2018

**Figuur 5.1: Windkaart met de vijf verschillende windcategorieën (ter illustratie). Opgesteld door RVO op basis van data van KNMI en CBS met de gemeentegrenzen per 31 december 2018**

### Verlenging van beschouwde operationele periode

De beschouwde operationele periode van een windpark zal worden verlengd van 15 jaar naar 20 jaar. Hiervoor zijn de volgende aanpassingen gemaakt in het cashflow model:

- De levensduur is aangepast naar 20 jaar;
- In de operationele jaren 16 tot en met 20 worden de inkomsten meegenomen van de elektriciteitsverkoop;
- De onderhoudskosten van de turbines zijn verhoogd met 7% voor een periode van 20 jaar ten opzichte van een periode van 15 jaar om de verhoogde onderhoudskosten van oudere turbines mee te nemen;
- In jaar 21 worden ontmantelingskosten meegenomen.

### Algemene uitgangspunten

Voor de berekeningen voor wind op land wordt evenals vorig jaar voor alle windsnelheids categorieën uitgegaan van een gemiddeld windpark van 50 MW; deze referentiegrootte is berekend om zowel recht doet aan kleinere (15 MW) parken als aan de grote RCR-projecten (>100 MW). Voor de kostenopbouw van een project met kleinere turbines wordt verwezen naar een eerdere rapportage<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Zie voor een overzicht van de investeringskosten naar schaalgrootte notitie ECN-N--17-011 (<https://www.ecn.nl/publicaties/ECN-N--17-011>).

### **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). Wat betreft de turbineprijzen zien wij dat de turbineprijzen blijven dalen, net als vorig jaar.

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 extra kosten zijn in principe gelijk gehouden; er is slechts een lichte correctie voor inflatie. De totale investeringskosten komen hiermee uit op 1160 €/kWh.

### **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. In het advies voor de SDE+ 2018 werden de garantie- en onderhoudskosten voor de turbine op 0,0090 €/kWh vastgesteld. Voor de SDE+2019 wordt weer een daling verwacht en onderhoudskosten worden vastgesteld op 0,0086 €/kWh. Echter, vanwege de verlenging van de beschouwde operationele periode worden deze kosten over een periode van 20 jaar verhoogd met 7% ten opzichte van deze waarde, dus naar 0,0092 €/kWh.

Bovenop de genoemde turbine onderhoudskosten komen de grondkosten. Sinds de SDE+ 2014 rekenen wij op aangeven van het ministerie van EZK met een jaarlijkse verlaging van 10% op de grondkosten. In de SDE+ 2018 is gerekend met grondkosten die op 0,0032 €/kWh liggen. Voor de SDE+ 2019 worden de grondkosten dus verlaagd naar 0,0029 €/kWh. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0121 €/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Deze vaste kosten zijn voor SDE+ 2019 geschat op 12,3 €/kW.

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

### **Ontmantelingskosten**

De ontmantelingskosten worden in de cashflowberekening meegenomen in jaar 21. De bruto verwijderingskosten worden geschat op 10% van de initiële investeringskosten, terwijl de restwaarde wordt gezet op 5%. Hierbij is rekening gehouden met de krimpende vraag naar tweedehandsturbines, waardoor de restwaarde voornamelijk wordt bepaald door de waarde van de gebruikte materialen, minus de kosten voor het storten van de restmaterialen. In totaal zijn de netto verwijderingskosten 5% van de initiële investeringskosten.

### **Overige kosten**

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) afdrachten aan decentrale overheden en kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject (inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures), worden door ons 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**

Bij de berekening van de SDE+ basisbedragen worden systeemgrenzen in acht genomen. Onderstaande tabel toont welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.



**Tabel 5.2: Overzicht wel- en niet meegenomen kosten Wind op land**

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			
Niet meegewogen kosten	Kosten voorbereidingstraject	Land- en wegenonderhoud	
		Participatiekosten	
		Gebiedsgebonden bijdrage	
		Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden	
		Inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures	

### 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 5.1. 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 wij gerekend met 13% opbrengstverliezen voor het referentiepark van 50 MW. Deze verliezen worden onder andere veroorzaakt door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, mechanische verliezen, verliezen door geluids- en slagshaduwrestricties en *curtailment*.

## Elektriciteitsprijzen

In de eerste 15 jaar van de economische levensduur van een windpark hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op het niveau van de basisbedragen van windprojecten. Na de subsidieperiode van 15 jaar vormen de elektriciteitsprijzen de belangrijkste inkomstenbron en worden ze dus aan de cashflow toegevoegd. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het NEV2017-scenario met voorgenomen beleid, aangepast met inflatie en gecorrigeerd met een profiel- en onbalansfactor. Hierbij is rekening gehouden met de profielkosten (en onbalanskosten) voor windenergie op land. Deze kosten zijn jaarlijks gedifferentieerd en specifiek voor windenergie op land, zoals berekend in de NEV2017.

## Technisch-economische parameters

Voor de berekeningen van de SDE+ 2019 voor windenergie zijn verschillende uitgangspunten gehanteerd en aannames gedaan, die hierboven zijn beschreven. De hieruit resulterende technisch-economische parameters staan in tabel 5.3. De parameters worden in de onderstaande tekst nader toegelicht.

**Tabel 5.3: Technisch-economische parameters voor Wind op land**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Grootte van het referentiepark	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kW]	1160
Vaste jaarlijkse kosten	[€/kW/jaar]	12,3
Variabele jaarlijkse kosten	[€/kWh]	0,0121
Opslag op variabele kosten voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027

### 5.1.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen staan in tabel 5.4 en moeten gelezen worden in combinatie met figuur 5.1, waarin de Nederlandse gemeenten gedifferentieerd zijn naar windsnelheids-categorieën. 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 5.4: Basisbedragen voor Wind op land**

Categorie	Vollasturen (uren/jaar)	Advies SDE+ 2018 (€/kWh)	Advies SDE+ 2019 (€/kWh)
Wind op land, $\geq 8,0$ m/s	3480	0,054	0,054
Wind op land, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	3120	0,059	0,058
Wind op land, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	2750	0,064	0,064
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	2600	-	0,067
Wind op land, $< 6,75$ m/s	2420	-	0,071

In tabel 5.5 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 5.5: Overzicht subsidieparameters Wind op land**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,054 - 0,073	0,054 - 0,071
Looptijd subsidie	[jaar]	15 jaar	15 jaar
Economische levensduur	[jaar]	15 jaar	20 jaar
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,022	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,032	0,039
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"		

## 5.2 Wind op waterkering

### 5.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de categorie Wind op waterkering zijn wij uitgegaan van windturbines die geplaatst worden in een waterwerk, binnen een beschermingszone van een voorliggende waterkering of waterwerk, en van windturbines die geplaatst worden in de zeewaartsgerichte beschermingszone van een primaire waterkering of de harde of zachte zeekering van Maasvlakte 2.

#### Hogere investeringskosten voor Wind op waterkering

Het plaatsen van een windturbine in de categorie Wind op 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. De kosten van het ontwerp en de fundering zelf zijn hierdoor hoger.
- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn.
- Netaansluitingen: de parkbekabeling zal veelal in het water liggen en 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. De turbineprijzen worden voor deze categorie gelijkgesteld aan de turbineprijzen voor de categorie Wind op land; voor de extra investeringskosten wordt een opslag genomen vanwege bovengenoemde extra kosten. Voor Wind op waterkering worden de investeringskosten verlaagd naar 1335 €/kW.

Tabel 5.6 toont de technisch-economische parameters voor Wind op waterkering. 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 Wind op land.

**Tabel 5.6: Technisch-economische parameters voor Wind op waterkering**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kW]	1335
Vaste operationele kosten	[€/kW/jaar]	12,3
Variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0121
Opslag op variabele operationele kosten voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027

## 5.2.2 Overzicht basisbedragen

De resulterende basisbedragen voor Wind op primaire waterkering staan in tabel 5.7 en moeten gelezen worden in combinatie met figuur 5.1, 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.

**Tabel 5.7: Basisbedragen Wind op waterkering**

Categorie	Vollasturen (uren/jaar)	Basisbedrag (€/kWh)
Wind op waterkering, $\geq 8,0$ m/s	3500	0,059
Wind op waterkering, $\geq 7,5$ en $< 8,0$ m/s	3130	0,064
Wind op waterkering, $\geq 7,0$ en $< 7,5$ m/s	2770	0,070
Wind op waterkering, $\geq 6,75$ en $< 7,0$ m/s	2630	0,073
Wind op waterkering, $< 6,75$ m/s	2430	0,078

In tabel 5.8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. De basisbedragen voor Wind op waterkering zijn gedaald ten opzichte van 2018 ten gevolge van lagere investeringskosten, O&M-kosten en grondkosten.

**Tabel 5.8: Overzicht subsidieparameters Wind op waterkering**

	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,059 – 0,078
Looptijd subsidie	[jaar]	15 jaar
Economische levensduur	[jaar]	20 jaar
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,039
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"	

## 5.3 Wind in meer, water $\geq 1$ km<sup>2</sup>

### 5.3.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Wind in meer is de categorie voor windturbines geplaatste in het water van een meer van minstens één vierkant kilometer. 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 aanname voor het conceptadvies. Het indienen van een project gebeurt, net als bij de overige windcategorieën, 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 2380 €/kW. De

garantie- en onderhoudskosten voor de turbines wordt veranderd naar 0,0119 €/kWh, waarbij rekening is gehouden met de verlenging van de beschouwde operationele periode. Hier bovenop komen grondvergoedingen van 0,0029 €/kWh, conform de beschrijving in paragraaf 5.1.1, zodat de totale variabele O&M-kosten op 0,0148 €/kWh uit komen.

De vaste kosten bestaan uit de verzekeringskosten, netinstandhoudingskosten, kosten voor eigenverbruik, OZB, kosten voor beheer en kosten voor onderhoud van het resterende deel van de installatie. 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 5.9 toont de technisch-economische parameters voor Wind in meer.

**Tabel 5.9: Technisch-economische parameters Wind in meer**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	150
Vollasturen	[uren/jaar]	4050
Investeringskosten	[€/kW]	2380
Vaste operationele kosten	[€/kW/jaar]	24,0
Variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0148
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027

### 5.3.2 Overzicht basisbedragen

Het resulterende basisbedrag voor Wind in meer en enkele andere subsidieparameters staan in tabel 5.10. Het basisbedrag is gedaald ten opzichte van 2018 ten gevolge van lagere investeringskosten, O&M-kosten en grondkosten en omdat de opbrengstverwachting voor Wind in meer is opgehoogd.

**Tabel 5.10: Overzicht subsidieparameters Wind in meer**

	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	15 jaar
Economische levensduur	[jaar]	20 jaar
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,025
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,039
Berekeningswijze correctiebedrag	APX x "profiel- en onbalansfactor"	

# 6. Bevindingen geothermie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het PBL gevraagd om voor de categorie geothermie samen met DNV GL en ECN part of TNO, en ondersteund door TNO Advisory Group for Economic Affairs (TNO AGE), advies uit te brengen over de subsidiehoogtes voor hernieuwbare energie in 2019. Hierbij is aangegeven om voor geothermie te rekenen met dieptes vanaf 500 meter. In de marktconsultatie is daarenboven naar voren gekomen de wens voor ondiepe geothermie (minder dan 500 meter diepte). Deze ondiepe geothermie wordt in een apart document (Aanvullende berekeningen) behandeld, omdat het in afwijking van het advieskader is.

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over de categorieën gerelateerd aan geothermie. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende categorieën:

- Geothermie  $\geq 500$  meter en  $<4000$  meter (paragraaf 6.1)
- Geothermie;  $\geq 4000$  meter (zie ook paragraaf 6.2)
- Geothermie  $\geq 500$  meter en  $<4000$  meter; projectuitbreiding met een extra put (zie ook paragraaf 6.3)

## 6.1 Geothermie $\geq 500$ meter en $<4000$ meter

### 6.1.1 Uitgangspunten en rekenmethode

In deze paragraaf wordt de beschrijving van de referentie-installatie voor de categorie 'Geothermie  $\geq 500$  meter en  $<4000$  meter' nader toegelicht. Deze categorie is representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische projecten, met name in de glastuinbouw, maar ook is deze categorie representatief voor geothermische projecten die gebruik maken van een doublet bestaande uit verlaten olie- of gasputten. Opslagsystemen (zoals warmtekoudeopslag en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. Deze categorie betreft geothermische projecten met een grote en vrij gelijkmatige jaarlijkse warmtevraag (*flat rate*) en kent daarmee een relatief 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, zie het nevenrapport Aanvullende berekeningen.

Parameters met een grote invloed op het bronvermogen voor de geothermieprojecten 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 aquifereigenschappen en de diameter van de productie- en injectieputten). Zowel de boordiepte als de putdiameter hebben een grote invloed op het investeringsbedrag voor geothermische projecten.

Eén van de belangrijke parameters om de specifieke investeringskosten (€/kW) en de O&M-kosten (€/kW/jaar) te bepalen, is het verwacht vermogen. De variatie in de verschillende verwachte vermogens van de verschillende geanalyseerde geothermieprojecten veroorzaakt een spreiding op deze specifieke investerings- en O&M-kosten, en daarmee ook op het basisbedrag.

Het basisbedrag voor deze categorie is vastgesteld aan de hand van de referentiecasi, gebaseerd op basis van gerealiseerde productie uit bestaande geothermieprojecten (uitsluitend gevonden in de glastuinbouw sector), zoals weergegeven in tabel 6.1 waarbij ook de volgende kenmerken van belang zijn:

- In tegenstelling tot projecten voor wind- of zonne-energie, is er onvoldoende bewijslast om een economisch restwaarde na 15 jaar te veronderstellen voor geothermieprojecten;
- Er worden kosten gemaakt voor installaties ter afvangst van olie en gas;
- De door de SDE+-regeling gevraagde geologische rapportage valt onder de projectvoorbereidingskosten en is daarom niet meegenomen in de referentiecasi.

**Tabel 6.1: Technisch-economische parameters voor Geothermie  $\geq$  500 meter en  $<$ 4000 meter**

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW]	14	16
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW output]	1626	1480
Vaste operationele kosten	[€/kW output/jaar]	111	115
Variabele operationele kosten	[€/kWh output/jaar]	0,0019	0,0019

In vergelijking met het Eindadvies SDE+ 2018 valt op dat het bronvermogen is gestegen, en dat de specifieke investeringskosten zijn gedaald. Dit laatste voornamelijk doordat geothermische bronnen beter zijn gaan presteren (hogere vermogens worden gerealiseerd, ten opzichte van de gegevens gebruikt voor de vaststelling van het eindadvies SDE+ 2018). Hierbij is rekening gehouden met de investeringskosten- en O&M-kostenrealisatiefactoren.

### 6.1.2 Overzicht basisbedragen

In tabel 6.2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven, voor de categorie: 'Geothermie  $\geq$  500 meter en  $<$ 4000 meter'.

**Tabel 6.2: Overzicht subsidieparameters Geothermie  $\geq$  500 meter en  $<$ 4000 meter**

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,053	0,052
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x $TTF_{LHV}$		

## 6.2 Geothermie; $\geq 4000$ meter

### 6.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor het SDE+-advies voor 2019 is de grenswaarde van deze categorie van  $\geq 3500$  meter aangepast tot  $\geq 4000$  meter. Reden hiervoor is om beter aan te sluiten bij de markt, waarbij 4000 meter als minimale diepte wordt aangenomen voor Ultra Diepe Geothermie (UDG). De verwachte hogetemperatuurwarmtewinning van  $> 120-140$  °C is ook de rationale om voor UDG een minimale diepte van 4000 meter te kiezen.

TNO-AGE verwacht dat in het interval tussen de 3500 en 4000 meter de permeabiliteit dermate verslechtert dat enkel een laag maar mogelijk economisch debiet haalbaar is. Ook wordt de potentie om enig relevant debiet te verkrijgen beneden de 4000 meter in zandsteenreservoirs nihil geacht. Ook blijkt dat de boorkosten per meter, zoals wel in eerdere SDE+-adviezen werd geschat, niet extreem oplopen voor boordieptes tot 4000 meter en er geen economische reden is om 3500 meter aan te houden. Het verleggen van de grens van 3500 naar 4000 meter lijkt hiermee dan zowel een gedeeltelijke geologische alsook een economische rationale te kennen.

Beneden de 4000 meter worden de kalksteenlagen uit het Dinantien voornamelijk als het enige potentieel interessante aquifergesteente gezien. Daarom is de 4000 meter ook te zien als een stratigrafische (gesteentelaag) begrenzing voor het overgrote deel van Nederland. Dit zou in lijn zijn met de voorgestelde definitie van de bovengrens van de diepe geothermie (basis van Noordzeegroep).

In deze paragraaf wordt de beschrijving van de referentie-installatie voor de categorie 'Geothermie;  $\geq 4000$  meter' nader toegelicht. Deze categorie richt zich op hogere temperatuurtoepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het geothermisch doublet. Twee theoretische vergelijkingsprojecten zijn hierbij nader bekeken, waarbij de boordiepte 4000 en 6000 meter bedraagt en de diameter van de put van 8½ inch. Het bronvermogen voor de verschillende cases varieert hierdoor tussen de 17 en 30 MW. Voor deze twee 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 per geothermisch doublet.

Deze vergelijkingsprojecten laten vrijwel eenzelfde kostprijs per kWh zien. Het basisbedrag voor deze categorie is vastgesteld op basis van de referentiecasse, zoals weergegeven in tabel 6.9 waarbij de volgende kenmerken van belang zijn:

- 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, maar in Nederland is er geen ervaring met geothermiebronnen van deze diepte.
- 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 6.3 geeft de technisch-economische parameters weer voor de mogelijke referentiecasse van deze categorie, met een boordiepte van 4000 meter en een bronvermogen van 17 MW.



**Tabel 6.3: Technisch-economische parameters Geothermie; ≥ 4000 meter**

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW]	15	17
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	2393	2509
Vaste operationele kosten	[€/kW output/jaar]	86	107
Variabele operationele kosten	[€/kWh output]	0,0076	0,0076

### 6.2.2 Overzicht basisbedragen

In tabel 6.4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven, voor de categorie: 'Geothermie; ≥ 4000 meter'.

**Tabel 6.4: Overzicht subsidieparameters Geothermie; ≥ 4000 meter**

	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,060	0,067
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF <sub>LHV</sub>		

## 6.3 Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter; projectuitbreiding met een extra put

### 6.3.1 Uitgangspunt en rekenmethode

In deze paragraaf wordt de beschrijving van de referentie-installatie voor de categorie met projectuitbreidingen nader toegelicht. Opslagsystemen (zoals warmtekoeldeopslag en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. 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 dit advies gezien worden.

Qua configuratie is voor de referentie ervan uitgegaan dat de extra put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Die uitbreiding kan een productie- of injectieput zijn. Naast de boorkosten voor het boren van de extra 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.

Voor de referentiecasse is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op de huidige SDE+-beschikkingaanvragen 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 O&M-kosten voor een dergelijke extra put wijken niet af van die van een doublet. In de praktijk 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.

Tabel 6.5 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 extra put projecten zal veelal gelden dat deze alleen worden uitgevoerd, als het debiet gunstig ingeschat kan worden. Hogere debieten in de ondergrond uiten zich in een lagere kostprijs.

**Tabel 6.5: Technisch-economische parameters Geothermie  $\geq$  500 meter en  $<$ 4000 meter; projectuitbreiding met een extra put**

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW]	12	16
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kW output]	654	433
Vaste operationele kosten	[€/kW output/jaar]	111	115
Variabele operationele kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0019

### 6.3.2 Overzicht basisbedragen

In tabel 6.6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven, voor de categorie: 'Geothermie  $\geq$  diepte 500 meter en  $<$ 4000 meter; projectuitbreiding met een extra put'.

**Tabel 6.6: Overzicht subsidieparameters Geothermie  $\geq$  500 meter en  $<$ 4000 meter; projectuitbreiding met een extra put**

	Eenheid	Eindadvies SDE+ 2018	Eindadvies SDE+ 2019
Basisbedrag	[€/kWh]	0,034	0,032
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF <sub>LHV</sub>		

# 7. Bevindingen

## waterzuivering

### **Uitgangspunt**

In de SDE+ 2018 is een technologie neutrale subsidiestructuur doorgevoerd die een breedte aan technologieën de mogelijkheid biedt om subsidies aan te vragen voor afval- en rioolwaterzuiveringsinstallaties (AWZI/RWZI). Wij adviseren deze categorieën te handhaven. Deze opzet is in de SDE+ 2018 mede tot stand gekomen na discussie met de Unie van Waterschappen en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Slibgisting heeft meerdere functies, 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 slib geen subsidie nodig omdat het onderdeel is van het waterzuiverings- en slibreductieproces. Aangezien mesofiele vergisting van primaire slib al een positieve businesscase heeft (dus geen subsidies nodig heeft), 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 referentietechnologie als basis voor het berekening van het basisbedrag, is nieuwe thermofiele gisting, omdat dit de meest kosteneffectieve technologie is om meer biogas te produceren uit dezelfde hoeveelheid slib.

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:

- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, gecombineerde opwekking (paragraaf 7.1)
- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas (paragraaf 7.2)
- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar warmte (paragraaf 7.3)
- Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas (paragraaf 7.4)

### **7.1 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, 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 parameterwaardes 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 waterzuiveringproces 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 7.1 zijn de technische-economische parameters weergegeven. In tabel 7.2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 7.1: Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (gecombineerde opwekking)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MW input]	1,90	1,90
Elektrisch vermogen	[MWe]	0,70	0,70
Thermisch outputvermogen	[MW output]	0,92	0,92
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	4000	4000
Maximaal elektrisch rendement	[%]	37%	37%
Investeringskosten	[€/kWe]	6485	6485
Operationele kosten	[€/kWe]	-493	-493

**Tabel 7.2: Overzicht subsidieparameters verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (gecombineerde opwekking)**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,049	0,051
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,028	0,028
Warmtekrachtverhouding	E:W	0,66	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	uur/jaar	5729	5729
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,035	0,041
Berekeningswijze correctiebedrag	$( APX + ( TTF + EB + ODE ) / \text{gasketelrendement} \times WK ) / ( 1 + WK )$		

## 7.2 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een thermofiele vergister met een productiecapaciteit van ca. 130 Nm<sup>3</sup>/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 verstoffen. Het rendement van de gasproductie is 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Zie tabel 7.3 voor de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas bij de RWZI. In tabel 7.4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 7.3: Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Referentie grootte	[kW input]	1900	1900
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	9106	9106
Vaste operationele kosten	[€/kW output]	-676	-676
Rendement gaszuivering	[%]	99,9%	99,9%

**Tabel 7.4: Overzicht subsidieparameters verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,046	0,048
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,016	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,017	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>HHV</sub>		

### 7.3 Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, 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 7.5 staan de technisch-economische parameters van RWZI voor warmte. In tabel 7.6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 7.5: Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (warmte)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	6049	6049
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-493	-493

**Tabel 7.6: Overzicht subsidieparameters verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (warmte)**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,033	0,034
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,023	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,024	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	( TTF + EB + ODE ) / gasketelrendement		

## 7.4 Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas

Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is voor de SDE+ 2019 ook een categorie doorgerekend voor de productie van hernieuwbaar gas in de situatie waarbij níét meer biogas wordt geproduceerd dan voorheen. Hoewel deze categorie wel als techniek-neutraal gezien kan worden, is hij afwijkend van de andere drie categorieën, omdat bij deze categorie geen sprake is van verbeterde slibgisting. Hiervoor hebben wij teruggegrepen op de typering van dergelijke producten zoals gebruikt in het advies voor de SDE+ 2017. In tabel 7.7 staan de technisch-economische parameters van deze categorie. In tabel 7.8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 7.7: Technisch-economische parameters bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MW input]	-	1,9
Vollasturen	[uur/jaar]	-	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	-	1060
Vaste operationele kosten	[€/kW output]	-	109

**Tabel 7.8: Overzicht subsidieparameters bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,032
Looptijd subsidie	[jaar]	-	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	( $TTF_{LHV} + EB + ODE$ ) / 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 8.2 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in achtereenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Gehanteerde prijzen voor biomassaverbranding en -vergassing (paragraaf 8.2)
- Biomassavergassing ( $\geq 95\%$  biogeen) (paragraaf 8.3)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MWth (paragraaf 8.4)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa,  $\geq 5$  MWth (paragraaf 8.5)
- Ketel op B-hout (paragraaf 8.6)
- Ketel op vloeibare biomassa (paragraaf 8.7)
- Ketel industriële stoom uit houtpellets (paragraaf 8.8)
- Ketel warmte uit houtpellets  $> 5$  MWth (paragraaf 8.9)
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen (paragraaf 8.10).

### 8.1.1 Rekenmethode

#### **Investeringskosten**

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor biomassaverbranding en vergassing te komen, worden verschillende installatietypes met bijbehorende investeringen gebruikt.

Bovenop de kosten voor de mechanische werken, te weten voor ketels (houtlijn, ketel, waterzijdige uitkoppeling, rookgasreiniging) en vergassers (vergasser, gasreiniging, gasopwarming) komen kosten voor de bouwkundige werken, te weten biomassaopslag (silo's of bunkers) en gebouwen. Kosten voor het transport van de apparatuur naar de locatie en de montage en inbedrijfstelling is tevens onderdeel van de investeringskosten. Dit zijn dus de bouwkosten van de installatie binnen de grenzen van de biomassa installatie, exclusief de kosten van het terrein.

#### **O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten**

De vaste O&M-kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten en verzekeringen. Tevens zijn directe personele lasten onderdeel van de vaste O&M-kosten.

De variabele jaarlijkse kosten betreffen gebruiksmaterialen zoals chemicaliën en afvoerkosten van assen. Ook kosten van elektriciteit voor onder meer aandrijving van ventilatoren en

pompen behoren tot de variabele O&M-kosten. De kosten van biomassa zijn geen onderdeel van de O&M-kosten, maar worden separaat gerapporteerd.

### 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 wel en welke niet meegewogen worden.

**Tabel 8.1: Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing**

<b>Meegewogen kosten</b>	Investeringskosten	Ketel
		Houtlijn
		Bunkers/silo's
		Rookgasreiniging
	Vaste O&M-kosten	Ketelhuis
		Waterzijdige aansluiting
		Bouwrijp maken van de locatie van de biomassa installatie
		Transport, opbouw en kranen
		Installatie en montage
		Inbedrijfstelling
	Variabele O&M-kosten	Engineering (aannemersdeel)
		Project management (aannemersdeel)
		Kosten voor chemicaliën
		Kosten voor as-afzet
Niet meegewogen kosten	Directe kosten	Elektriciteitskosten
		Reserve onderdelen
		Garantie- en onderhoudscontracten
	Onvoorzien	Bedrijfsvoeringskosten
		Verzekeringen
		Beheer
		Grondkosten
Financiering en juridisch	Engineering (eigenaarsdeel)	
	Projectontwikkelingskosten (eigenaarsdeel)	
	Beginvoorraad biomassa en verbruikstoffen	
	Kosten voor randapparatuur zoals utiliteiten (water, stikstof, perslucht), riolering, drogers, (uitgebreid) leidingwerk, buffers, weegbruggen, hekwerk, beveiliging	
	Back-up voorzieningen en hulpketels	
	Onvoorziene kosten	
	Financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures	

### Baten: opbrengsten

Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van biomassacentrales door levering van warmte of hernieuwbaar gas. Hiertoe wordt een naast een capaciteit een aantal vollasturen vastgesteld. Gezamenlijk bepalen deze de subsidiabele productie.



## 8.2 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa

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

Tabel 8.2 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 weer gegeven.

**Tabel 8.2: Gehanteerde biomassaprijzen SDE+ 2019**

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprij SDE+ 2019 [€/GJ]	Referentieprij SDE+ 2018 [€/GJ]
<b>Vaste biomassa</b>				
Snoei- en dunningshout	9	45	5,0	5,6
Houtpellets, ketels	17	170	10,0	10,0
B-hout	13	0	0,0	0,0
<b>Vloeibare biomassa</b>				
Dierlijk vet	39	590	15,1	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/t. 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/t. De prijs van houtsnippers is afgelopen jaren sterk gedaald, en het is mogelijk om momenteel biomassa te contracteren voor 4,5 €/GJ. Dit is een representatieve prijs voor huidige grootschalige lokale inkoop en zit aan de onderkant van marktprijzen voor kleinschalige inkoop. De prijs zit onder de prijsrange van aangekochte gekwalificeerde houtchips uit het buitenland (CARMEN, 2018), (Argus, 2018). Om continuïteit van nieuwe projecten te borgen wordt echter geadviseerd een referentieprij van 45 €/t te hanteren ofwel 5 €/GJ.

### Houtpellets

Voor de categorieën Ketel industriële stoom uit houtpellets, Ketel warmte uit houtpellets, en kracht uit industriële stoom wordt voor de biomassabrandstof uitgegaan van schone, witte houtpellets met een stookwaarde van 17 MJ/kg conform de handelsdefinitie. Dit zijn industriële houtpellets. De kosten zijn vastgesteld op 170 €/t voor levering bij de industriële gebruiker. Deze prijs is gebaseerd op input verkregen vanuit de markt en vanuit openbare bronnen zoals de Argus-index (actuele spotprijzen en termijnprijzen).

De prijs bestaat uit 150 €/t voor de prijs CIF ARA waarbij rekening gehouden wordt met 3 jaar vooruit contractering. Hierbij wordt vanuit gegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten of Zuid Europa. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt. Houtpellets geïmporteerd vanuit de Baltische Staten komen volgens de index, afhankelijk van de contracteringstermijn en inclusief scheepskosten van 5-10 €/t, op of net boven de genoemde 150 €/t uit.

Daarnaast wordt 20 €/ton voor de logistieke kosten voor het vervoer van de haven naar de centrale in de prijs opgenomen. Deze kosten bevatten aanvullende opslagkosten (silo's), een extra overslagstap en vervoer per vrachtauto (maximaal 150 km).

Bedrijven dienen aan te tonen dat de gebruikte houtpellets voldoen aan de door de Rijksoverheid vastgelegde duurzaamheidscriteria, maar omdat er nog geen geaccrediteerde schema's aangewezen zijn, is een overgangsregime van toepassing waarbinnen een rapportageverplichting geldt voor de wijze waarop de gebruikte biomassa is gecertificeerd of geverifieerd, zie de kamerbrief van van 18 maart 2016. Een eventuele opslag voor duurzaamheids certificering is op dit moment nog niet meegenomen<sup>19</sup>.

### **B-hout**

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geveerd, gelakt of verlijmd is. Vooralsnog lijkt het realistisch om aan te nemen dat er in ieder geval een tijdelijk overschot van B-hout is op de Nederlandse markt.

De toename in beschikbaarheid is met name het gevolg van verhoogde bouwactiviteit door de economische groei. 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 hoe structureel dit overschot is. In zijn algemeenheid vertoont de vraag en aanbod van B-hout echter een grillig verloop (Tauw, 2017).

Om te vermijden dat de SDE+-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat 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 of voor emissiearme levering van warmte. Daarom wordt B-hout net als vorig jaar opgenomen in de categorie Biomassavergassing ( $\geq 95\%$  biogeen), maar is ook een categorie om warmte te produceren uit B-hout toegevoegd.

### **8.2.1 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 de analyse die eerder dit jaar uitgevoerd is blijkt dat voor gerealiseerde projecten dierlijke vetzuren gecontracteerd kunnen worden voor tegen een prijs van rond de 500 €/t (intern tarief). Wanneer we rekening houden met een prijs van 500 €/t, en tevens de afgelopen vijf jaar beschouwen via een vijfjarig gemiddelde, levert dit een prijs van 554 €/t. Dit ligt op een vergelijkbare prijs die via overige bronnen verkregen is (Reuters, 2018). Hierbij wordt er gerekend met een stookwaarde van 39 GJ/t. 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.

---

<sup>19</sup> De markt geeft aan dat de duurzaamheidseisen van invloed kunnen worden op de beschikbaarheid van (betaalbare) houtpellets en dus op de ontwikkeling van pellet-gestookte bio-energieprojecten in Nederland. De geaccrediteerde schema's voor duurzaamheid hadden eind zomer 2017 duidelijk moeten zijn op basis van het werk van de 'Adviescommissie Duurzaamheid Biomassa voor Energietoepassingen' (ABDE), maar tot op heden is dit nog niet afgerond en geldt het genoemde overgangsregime.

Alle bovengenoemde bedragen zijn zonder accijns, maar per 1 juli 2017 is de accijnsvrijstelling op vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden opgeheven. In het advies van vorig jaar is gesteld dat de betrokken bedrijven waarschijnlijk het lage accijnstarief van zware stookolie gaan betalen (€36,40 per ton) op basis waarvan een aanpassing van het basisbedrag in de SDE+ is doorgevoerd. Echter, diverse partijen hebben aangegeven dat het hoge tarief van €489,81 per 1000 liter (of €583 per ton bij 0,84 kg/liter) voor halfzware olie en gasolie wordt toegepast (Belastingdienst, 2018). Hierbij zijn de classificaties gebaseerd op een onderzoek van het douanelaboratorium uit 2007. Gezien de ontwikkelingen sinds 2017 zou het volgens een aantal bedrijven logisch zijn de classificatie te herzien, maar de douane heeft aangegeven dit niet te willen doen.

Om een *level playing field* te creëren, wordt echter net als vorig jaar geadviseerd het lage accijnstarief van zware stookolie te hanteren. Het lage accijnstarief vertegenwoordigt een bedrag van 0,0364 €/kg, ofwel 36,4 €/t. Daaruit volgt een netto biomassaprijs van 590 €/t.

### 8.3 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 opgevaardeerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG) waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een vermogen van 21 MW<sub>th</sub> output aan hernieuwbaar gas. Dit is gelijkgesteld aan de schaal van vorig jaar. Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel project. Het energetisch rendement van vergassing naar bio-SNG is gesteld op 65%. Dit rendement is eveneens 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. 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. De investeringskosten worden gelijkgesteld aan het advies van vorig jaar en bepaald op 3250 €/kW output. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaarderingsinstallatie en invoeding in het gasnet. De O&M-kosten zijn verlaagd van 285 €/kW output naar 195 €/kW output, dat 6% van de investering is. Zie tabel 8.3 voor de technisch-economische parameters. In tabel 8.4 is het basisbedrag weergegeven.

**Tabel 8.3: Technisch-economische parameters vergassing van biomassa ( $\geq 95\%$  biogeen) en B-hout**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2019 B-hout
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3250	3250
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	195	195
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	9	13
Grondstofkosten	[€/t]	45	0

**Tabel 8.4: Overzicht subsidieparameters Biomassavergassing ( $\geq 95\%$  biogeen) en B-hout ( $\geq 95\%$  biogeen)**

	Eenheid	Advies SDE+ 2019 ( $\geq 95\%$ biogeen)	Advies SDE+ 2019 B-hout
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,113	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,013	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,019	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>HHV</sub>		

## 8.4 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW<sub>th</sub>

De referentie-installatie voor de vermogensklasse 0,5 - 5 MW<sub>th</sub> is een heetwaterketel met een verbrandingsrooster waar snoei- en dunningshout (houtsnipper) 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<sub>th</sub> een stoffilter meegenomen. Uitgaande van de verruiming van de NO<sub>x</sub>-emissie-eis van installaties met een vermogen tussen 1 en 5 MW<sub>th</sub> in het activiteitenbesluit is er geen DeNO<sub>x</sub>-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.

Het referentievermogen voor de ketel 0,5-5 MW wordt gezet op 950 kW<sub>th</sub> output. De investeringskosten voor deze ketels waren vorig jaar 480 €/kW<sub>th</sub> output. Uit recente projecten viel af te leiden dat een deel van de kosten in de 480 €/kW<sub>th</sub> buiten de scope van de referentiecasse vielen (bijvoorbeeld drogers, aanvullend leidingwerk of onvoorziene kosten). Daarom wordt het investeringsbedrag dit jaar verlaagd naar 415 €/kW<sub>th</sub> output. De vaste O&M-kosten worden verlaagd van 28 naar 25 €/kW<sub>th</sub> output, terwijl de variabele O&M-kosten verhoogd worden van 0,0019 naar 0,0030 €/kW<sub>th</sub> output. Daarmee zijn in het advies de kosten voor verbruiksmiddelen en as-afzet overgeheveld van vaste O&M-kosten naar variabele O&M-kosten.

Tabel 8.5 geeft de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa. In tabel 8.6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.5: Ketels op vaste biomassa 0,5-5 MW<sub>th</sub>**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW output]	0,95	0,95
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	480	415
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	28	25
Variabele O&M-kosten	[€/kW output]	0,0019	0,0030
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	50	45

**Tabel 8.6: Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MW<sub>th</sub>**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,055	0,053
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,029	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,029	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	( TTF <sub>LHV</sub> + EB + ODE ) / gasketelrendement		

## 8.5 Ketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5$ MW<sub>th</sub>

Net als in het vorige advies wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een snoeihout-gestookte stoomketel. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening en niet als pieklastvoorziening en er wordt daarom verondersteld dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt.

De installatie heeft een referentiegrootte van 10 MW<sub>th</sub> 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. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat door toepassing van een SNCR-installatie de NO<sub>x</sub> voldoende gereduceerd kan worden. Daarnaast is rekening gehouden met kosten voor aanvullende biomassasaopslag en stoffilters. Tenslotte ziet men in de praktijk dat civiele werken nodig zijn, inclusief funderingen en gebouw. De mechanische en civiele werken zoals hierboven genoemd vertegenwoordigen voor de meeste projecten een investeringsbedrag van maximaal 640 €/kW<sub>th</sub> output.

Vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbested) onderhoud en tevens 0,5 fte aan loonkosten voor bedrijfsvoering. Op basis van de bevindingen de vaste O&M-kosten gelijk gehouden aan dat van vorig jaar, te weten 52 €/kW<sub>th</sub> output. De variabele O&M kosten worden gelijkgesteld aan vorig jaar op 0,0043 €/kW<sub>th</sub> 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 ( $\geq 5$  MW) is weergegeven in tabel 8.7. In tabel 8.8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.7: Technisch-economische parameters voor Ketel op vaste of vloeibare biomassa,  $\geq 5$  MW<sub>th</sub>**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	850	640
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	52	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0043
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	50	45

**Tabel 8.8: Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa,  $\geq 5$  MW<sub>th</sub>**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,051	0,047
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF <sub>LHV</sub>		

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hierboven berekend voor een enkel aantal vollasturen. Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Net als vorig jaar wordt daarom voor de onderhavige categorie een warmtestaffel geadviseerd. Binnen de warmtestaffel wordt het basisbedrag berekend voor een verschillend aantal vollasturen.

De methodiek die hiervoor gebruikt wordt is vrijwel gelijk aan de methodiek die geadviseerd is in de najaarsnotitie warmtestaffel (PBL, 2018). De kostenparameters (investeringskosten, vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten) nemen lineair toe met het aantal vollasturen, waarbij de technisch-economische parameters voor de kleine ketel (bij 3000 vollasturen) en grote ketel (bij 7000 vollasturen) als referentiepunten genomen worden.

Tabel 8.9 toont de uitwerking voor de warmtestaffel. De waarde die correspondeert met de referentie-installatie in het advies zonder warmtestaffel, is in de tabel geaccentueerd.

**Tabel 8.9: Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE+-2019 voor de categorie Ketel op vaste of vloeibare biomassa,  $\geq 5$  MWth**

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
3000	0,053	415	25	0,0030
3500	0,051	443	28	0,0032
4000	0,050	471	32	0,0033
4500	0,049	499	35	0,0035
5000	0,048	528	39	0,0037
5500	0,048	556	42	0,0038
6000	0,047	584	45	0,0040
6500	0,047	612	49	0,0041
<b>7000 (ref)</b>	<b>0,047</b>	<b>640</b>	<b>52</b>	<b>0,0043</b>
7500	0,046	668	55	0,0045
8000	0,046	696	59	0,0046
8500	0,046	724	62	0,0048

## 8.6 Ketel op B-hout

Vanuit het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is het verzoek gekomen om een categorie door te rekenen om op kostenefficiënte wijze B-hout in warmte om te zetten. Partijen hebben aangedragen dat met een vergassingstechniek de warmte geproduceerd kan worden met relatief weinig luchtmissies. Een ketel op B-hout produceert warmte echter tegen lagere kosten, waarbij wel voldaan wordt aan de algemeen landelijk geldende regels voor luchtmissies. De ketel die is doorgerekend heeft een schaalgrootte gelijk aan de bestaande BEC's (Biomassa Energie Centrales). Voor de brandstofprijs is 0 €/t verondersteld, wat in de huidige markt zelfs aan de hoge kant lijkt te zijn voor vrijkomende B-houtstromen.

**Tabel 8.10: Technisch-economische parameters voor Ketel op B-hout**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW output]	-	30
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	-	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	-	875
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	-	0,0043
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	-	13,0
Brandstofprijs	[€/t]	-	0

In tabel 8.10 staan de technisch-economische parameters. In tabel 8.11 is te zien dat het basisbedrag iets hoger ligt dan het voorlopig correctiebedrag 2019.

**Tabel 8.11: Overzicht subsidieparameters Ketel op B-hout**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,030
Looptijd subsidie	[jaar]	-	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x $TTF_{LHV}$		

## 8.7 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig te vervangen door ketels op vloeibare biomassa, zoals bijvoorbeeld dierlijk of plantaardig vet. Als referentie-brandstof 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 8.12 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa. In Tabel 8-13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.12: Technisch-economische parameters voor Ketel op vloeibare biomassa**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	65	65
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	21	21
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	39,0	39,0
Brandstofprijs	[€/t]	610	590

**Tabel 8.13: Overzicht subsidieparameters Ketel op vloeibare biomassa**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,073	0,072
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	0,023	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	0,024	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	( $TTF_{LHV} + EB + ODE$ ) / gasketelrendement		

## 8.8 Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MW<sub>th</sub>

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<sub>th</sub> output te zetten.

De referentieketel is een 30bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MW<sub>th</sub> output. 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. Net als vorig jaar is het aantal vollasturen warmteafzet op 8500 uur gesteld. Een investeringsbedrag van 590 €/kW<sub>th</sub> output is representatief bevonden voor de directe bouwkosten van een 20 MW<sub>th</sub> output pelletgestookte installatie. In het ontwerp wordt rekening gehouden met een pelletopslag van ongeveer 4 dagen.



De houtpelletmarkt ontwikkelt zich snel en het is goed mogelijk om langjarige leveringscontracten af te sluiten. Daarom wordt geadviseerd om de subsidieduur van 8 jaar naar 12 jaar te verzetten. Van de technische levensduur van een dergelijke installatie mag verwacht worden dat deze tenminste 12 jaar zal zijn, en is daarmee niet beperkend voor het hanteren van een subsidieduur van 12 jaar in plaats van 8 jaar.

Rekening houdende met een verlenging van de subsidieduur zullen de gemiddelde vaste O&M-kosten over de looptijd van het project beperkt toenemen. Op hetzelfde moment worden in het advies de kosten voor verbruiksmiddelen en as-afzet overgeheveld van vaste O&M-kosten naar variabele O&M-kosten. Dit levert uiteindelijk een verlaging van de vaste O&M kosten van 48 naar 45 €/kW<sub>th</sub> output en tegelijkertijd een verhoging van de variabele O&M kosten van 0,0019 €/kWh<sub>th</sub> output naar 0,0036 €/kWh<sub>th</sub> output.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8.14. In tabel 8.15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.14: Technisch-economische parameters voor Ketel industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MW<sub>th</sub>**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW <sub>th</sub> output]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kW <sub>th</sub> output]	800	590
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>th</sub> output]	48	45
Variabele O&M kosten	[€/kWh <sub>th</sub> output]	0,0019	0,0036
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs	[€/t]	155	155
Brandstofprijsopslag	[€/t]	15	15

**Tabel 8.15: Overzicht subsidieparameters Ketel industriële stoom uit houtpellets ≥ 5 MW<sub>th</sub>**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,066	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	8	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	(0,022)	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	(0,022)	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF <sub>LHV</sub>		

## 8.9 Ketel warmte uit houtpellets > 5 MW<sub>th</sub>

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<sub>th</sub> output te zetten. De referentieketel is een warmwaterketel met een leveringsvermogen van 15 MW<sub>th</sub>. Dit is een typisch vermogen voor een (hulp)warmteketel in een (stads)verwarmingsnet. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Er wordt rekening gehouden met een SNCR voor reductie van NO<sub>x</sub>.

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 tevens als seizoensketel kan functioneren. Daarom wordt er gerekend met 6000 vollasturen. Dit is lager dan de verleden jaar geadviseerde 7000 uur. Met 6000 vollasturen kan een groter deel van de jaarbelastingsduurkromme worden afgedekt.

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 roosterketel verstoekt. Naast alle mechanische componenten wordt een eenvoudig gebouw meegenomen. De investeringskosten worden daarbij gesteld op 560 €/kW<sub>th</sub> output.

In het advies voor 2019 zijn de kosten voor verbruiksmiddelen en as-afzet overgeheveld van vaste O&M-kosten naar variabele O&M-kosten. De vaste O&M-kosten dalen hiermee van 35 €/kW<sub>th</sub> output naar 30 €/kW<sub>th</sub> output. Deze specifieke kosten omvatten onder meer kosten voor vast onderhoud en bedrijfsvoering (op afstand bestuurd ketel). De variabele O&M kosten zijn verhoogd van 0,0019 naar 0,0030 €/kWh<sub>th</sub> output.

Overeenkomstig de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MW<sub>th</sub>' wordt gerekend met een subsidieduur van 12 jaar. Beide categorieën hebben als uitgangspunt dat ze een stadsverwarmingsnet of een lokale warmteafnemer van warmte voorzien.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8.16. In tabel 8.17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.16: Technisch-economische parameters voor Ketel warmte uit houtpellets**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW <sub>th</sub> output]	15	15
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	6000
Investeringskosten	[€/kW <sub>th</sub> output]	690	560
Vaste O&M-kosten	[€/kW <sub>th</sub> output]	35	30
Variabele O&M-kosten	[€/kWh <sub>th</sub> output]	0,0019	0,0030
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs	[€/t]	155	155
Brandstofprijsofslag	[€/t]	15	15

**Tabel 8.17: Overzicht subsidieparameters Ketel warmte uit houtpellets**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,063	0,065
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	90% × TTF <sub>LHV</sub>		

## 8.10 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

De categorie voor directe inzet van houtpellets heeft betrekking op 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 naverbrander. De techniek wordt nu al toegepast, weliswaar met bruinkoolstof. Houtstof is een minder voorkomende brandstof. De techniek en inzet is niet wezenlijk verschillend van die met bruinkoolstof. De referentiegrrootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MW<sub>th</sub>. 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<sub>th</sub> 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<sub>th</sub> output gerekend. Dit brengt de totale investeringskosten op 96 €/kW<sub>th</sub> 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 vaste O&M-kosten bedragen 4 €/kW<sub>th</sub> output. Voor de brandstofkosten voor poederhout wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten). Tabel 8.18 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie. In tabel 8.19 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 8.18: Technisch-economische parameters voor Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Thermisch outputvermogen	[MW]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	96	96
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	4	4
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0019
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs	[€/t]	155	170
Brandstofprijsofslag	[€/t]	15	0

**Tabel 8.19: Overzicht subsidieparameters Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,050	0,051
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,017
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,024
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>LHV</sub> + EB + ODE		

# 9. Bevindingen

## vergisting van biomassa

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de categorieën gerelateerd aan vergisting van biomassa. De analyse van de aanvragen van het vorig jaar toonde een toenemend gebruik van mest in de categorieën voor covergisting. De analyse over 2012-2016 toonde een gemiddelde van 60% input (op massabasis) van mest bij covergisting. De analyse van de meest recente data toont een nog hogere bijdrage van mest van ongeveer 72% en in sommige gevallen zelfs 95%. De afbakening tussen de verschillende categorieën, met name tussen covergisting en vergisting van uitsluitend dierlijke mest, vervaagt hierdoor.

Het ministerie van EZK heeft ons gevraagd om de mogelijkheid te onderzoeken om categorieën te combineren. De basisbedragen voor de twee categorieën – allesvergisting en covergisting van dierlijke mest – zijn vergelijkbaar voor de opties voor hernieuwbaar gas, WKK en warmte. Echter, grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest valt duidelijk hoger uit dan de andere twee subcategorieën. Vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $\leq 400 \text{ kW}_{\text{th}}$  toont ook veel hogere basisbedragen. Dit komt door de zeer kleine schaal en de relatief hoge investeringskosten.

Daarom adviseren wij om drie categorieën te openen: een generieke grootschalige vergistingscategorie voor alle typen biomassa, en twee specifieke categorieën voor kleinschalige en grootschalige monomestvergisting, respectievelijk.

Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën wordt in paragraaf 9.1 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in de achter-eenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Grootschalige vergisting hernieuwbaar gas (9.2.1)
- Gecombineerde opwekking grootschalige vergisting - alle typen biomassa (9.2.2)
- Warmte via grootschalige vergisting - alle typen biomassa (9.2.3)
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $\leq 400 \text{ kW}$  (hernieuwbaar gas) (9.3.1)
- Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $\leq 400 \text{ kW}$  (9.3.2)
- Warmte via vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $\leq 400 \text{ kW}$  (9.3.3).
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $> 400 \text{ kW}$  (hernieuwbaar gas) (9.3.4)
- Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $> 400 \text{ kW}$  (9.3.5)
- Warmte via vergisting van uitsluitend dierlijke mest  $> 400 \text{ kW}$  (9.3.6)

## 9.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

In de categorie grootschalige (alles)vergisting 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 referentieprijs wordt gebruik gemaakt van de vijfjarige gemiddelde trend van veevoerders, op basis van gegevens van het LEI. De referentieprijs voor de SDE+ 2019 is bepaald op 27,8 €/t bij een biogasproductie van 3,4 GJ/t (zie tabel 9.1).

**Tabel 9.1: Biomassaprijzen voor grootschalige vergistingsinstallaties SDE+- 2019**

Biomassa voor vergisting*	Energie-inhoud	Prijs	Referentieprijs
Allesvergistingsinput	3,4 GJ/t	27,8 GJ/t	8,2 GJ/t

\* De energie-inhoud van vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton. De referentieprijs voor vergistingsinput is gegeven in € per GJ biogas.

## 9.2 Grootschalige vergisting

Bij de optie grootschalige (alles)vergisting wordt een bestaande industriële VGI-productie-installatie aangepast, waarbij de vergister in een bestaande installatie wordt geïntegreerd. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie, waar het prijsniveau bepaald wordt door de veevoedermarkten.

### 9.2.1 Grootschalige vergisting hernieuwbaar gas

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een productiecapaciteit aan ruw biogas van 954 Nm<sup>3</sup>/h ofwel 591 Nm<sup>3</sup>/h hernieuwbaar gas. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot hernieuwbaar gas. De substraat input is ongeveer 47 kton/jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van de invoer van iets boven de 160 m<sup>3</sup> biogas per ton. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaargasprojecten 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 verstoppen. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Zie tabel 9.2 voor de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas voor grootschalige vergisting. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hubaansluiting.

**Tabel 9.2: Technisch-economische parameters energie uit Grootschalige (alles)vergisting voor hernieuwbaar gas**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	MW input	5,5	
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	675	€ 5,5 miljoen gezamenlijk
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	349	
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW input]	111	€ 0,61 mln / jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	

In tabel 9.3 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.3: Overzicht subsidieparameters Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,055	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>HHV</sub>		

### 9.2.2 Gecombineerde opwekking grootschalige vergisting

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2,3 MW<sub>e</sub> (5,5 MW<sub>th</sub> input). Voor de SDE+-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 41%. 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 op 7300 uur.

In tabel 9.4 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting voor gecombineerde opwekking (WKK). In tabel 9.5 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.4: Technisch-economische parameters voor Gecombineerde opwekking, Grootschalige vergisting**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	5,5
Interne warmtevraag	% biogas	5%
Elektrisch vermogen	[MWe]	2,3
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7300
Maximaal elektrisch rendement		41%
Investeringskosten	[€/kWth input]	898
Vaste O&M-kosten	[€/kWth input]	81
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8

**Tabel 9.5: Overzicht subsidieparameters voor Gecombineerde opwekking, Grootschalige vergisting**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,067	0,070
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,025
Warmtekrachtverhouding (WK)	[W:E]	1,07	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7623	7622
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,036
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX+([TTF+EB+ODE]/gasketelrendement) x WK)/(1+WK )		

### 9.2.3 Warmte grootschalige vergisting

De referentie-installatie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstoekt in een gasketel. Deze ketel levert warmte of stoom van circa 120°C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of een warmtenet of invoeding daarop. De geproduceerde warmte wordt gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie. In tabel 9.6 staan de technisch-economische parameters behorende bij grootschalige vergisting voor hernieuwbare warmte.

**Tabel 9.6: Technisch-economische parameters Warmte via Grootschalige vergisting**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	5,5
Outputvermogen	[MWth output]	4,7
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%
Investeringskosten	[€/kWth output]	879
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	44
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8

In tabel 9.7 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.7: Overzicht subsidieparameters Warmte via Grootschalige vergisting**

	Eenheid	Advies 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,061	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	( TTF <sub>LHV</sub> + EB + ODE ) / gasketelrendement		

## 9.3 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

Recente initiatieven voor de productie van hernieuwbaar gas via mestmonovergisting blijken grootschaliger dan de eerdere SDE+-referenties. Daarom is er voor 2019 gekeken naar twee subcategorieën:

- Kleinschalige mestmonovergisting of  $\leq 400$  kW biogas input
- Grootschalige mestmonovergisting of  $> 400$  kW biogas input

### 9.3.1 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest $\leq 400$ kW (hernieuwbaar gas)

Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 60 Nm<sup>3</sup>/h (of 39 Nm<sup>3</sup>/h hernieuwbaar gas). De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt extern ingekocht tegen 5 €/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Zie tabel 9.8 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas. In tabel 9.9 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.



**Tabel 9.8: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest en ≤400 kW biogas input, hernieuwbaar gas**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Referentiegrootte	kW input	345
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	3500
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW input]	284
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63
Grondstofkosten	[€/t]	0

**Tabel 9.9: Overzicht subsidieparameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest en ≤400 kW, hernieuwbaar gas**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,099	0,087
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>HHV</sub>		

### 9.3.2 Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op voornamelijk 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<sub>e</sub>. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 59 kW<sub>th</sub> warmte nagenoeg geheel gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze volledig wordt ingezet voor hygiënisering. In Tabel 9-10 staan de technisch-economische parameters van kleinschalige mestmonovergisting voor elektriciteit en warmte.

**Tabel 9.10: Technisch-economische parameters Energie uit gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest en ≤400 kW**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	0,123
Interne warmte vraag	% biogas	18%
Elektrisch vermogen	[MWe]	0,039
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	0,059
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5300
Maximaal elektrisch rendement		32%
Investeringskosten	[€/kWth input]	3348
Vaste O&M-kosten	[€/kWth input]	198
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	0,63
Grondstofkosten	[€/t]	0

In tabel 9.11 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.11: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking via vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤400 kW**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,124	0,127
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,041
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	6374	6374
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,053
Berekeningswijze correctiebedrag	(APX+([TTF+EB+ODE])/gasketelrendement] x WK)/(1+WK )		

### 9.3.3 Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW

De referentie-installatie voor de productie van warmte is gebaseerd op voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Er is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal met eenzelfde schaal-grootte 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 9.12 staan de technisch-economische parameters van Vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte.

**Tabel 9.12: Technisch-economische parameters Warmte via vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤400 kW**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	0,123
Outputvermogen		
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%
Investeringskosten	[€/kWth output]	3916
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	196
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	0,63
Grondstofkosten	[€/t]	0

In tabel 9.13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.13: Overzicht subsidieparameters Warmte via vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤400 kW**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,100	0,103
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,052
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,059
Berekeningswijze correctiebedrag	( TTF + EB + ODE ) / gasketelrendement		

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

Voor deze categorie is gekozen voor uitsluitend dierlijke mest met een productiecapaciteit van ca. 954 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas, ofwel 619 Nm<sup>3</sup>/h hernieuwbaar gas, als referentie-installatie. De mest input is ongeveer 273 kton/jaar. Het bestaat uit een mengsel van varkensmest en rundermest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in een verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer iets onder de 30 m<sup>3</sup> biogas per ton mest te liggen. De referentie voor het opwaarderen van het biogas is de membraantechnologie, die goed schaalbaar is. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt ingekocht tegen 5 €/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft algemeen 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 9.14 voor het overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas via grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest.

**Tabel 9.14: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW, hernieuwbaar gas**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Totaalbedrag voor referentie
Referentie grootte	[kW input]	5500	
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	
Interne warmtevraag	[% ruw biogas]	30%	
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	1980	€ 12,8 miljoen
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	350	
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	291	€ 1,6 miljoen/jaar
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	
Grondstofkosten	[€/t]	0	

In tabel 9.15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.15: Overzicht subsidieparameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW, hernieuwbaar gas**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,065	0,071
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,013
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,019
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF <sub>HV</sub>		

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

Voor deze categorie is gekozen voor uitsluitend dierlijke mest met een productiecapaciteit van ca. 954 Nm<sup>3</sup>/h ruw biogas als referentie-installatie. De mestinvoer bestaat uit een meng-

sel van varkensmest en rundermest met een mix van drijfmest en dikke fractie in de verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde gasopbrengst van de invoer iets onder de 30 m<sup>3</sup> biogas per ton te liggen.

Voor de SDE+-basisbedragen wordt gerekend met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto elektriciteitslevering van 41%. 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 op 6800 uur.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft algemeen het poorttarief van mest nodig om te kunnen renderen zonder vergistingsinstallatie. Daarom wordt een mestprijs van 0 €/t voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld.

In tabel 9.16 staan de technisch-economische parameters van grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor elektriciteit en warmte. In tabel 9.17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.16: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest >400 kW input (WKK)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	5,5
Elektrisch vermogen	[MWe]	2,3
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6800
Maximaal elektrisch rendement		41%
Investeringskosten	[€/kWth input]	2203
Vaste O&M-kosten	[€/kWth input]	198
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	0,58
Grondstofkosten	[€/t]	0

**Tabel 9.17: Overzicht subsidieparameters Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,068	0,077
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,025
Warmtekrachtverhouding (WK)	W:K	0,53	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5627	7353
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,036
Berekeningswijze correctiebedrag	$(APX + ([TTF + EB + ODE] / \text{gasketelrendement}) \times WK) / (1 + WK)$		

### 9.3.6 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 verstoekt in een gasketel. Deze installatie heeft

een thermische output van 4565 kW<sub>th</sub>. In tabel 9.18 staan de technisch-economische parameters van mestmonovergisting voor warmte.

**Tabel 9.18: Technisch-economische parameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW, warmte**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019
Inputvermogen	[MWth input]	5,5
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000
Interne warmtevraag	[% ruw biogas]	30%
Investeringskosten	[€/kWth output]	2478
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	121
Energie-inhoud brandstof	[GJ biogas/t]	0,58
Grondstofkosten	[€/t]	0

In tabel 9.19 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

**Tabel 9.19: Overzicht subsidieparameters Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW, warmte**

	Eenheid	Advies SDE+ 2018	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE+ 2019	[€/kWh]	0,065	0,065
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Basisprijs SDE+ 2019	[€/kWh]	-	0,019
Voorlopig correctiebedrag 2019	[€/kWh]	-	0,026
Berekeningswijze correctiebedrag	( TTF + EB + ODE ) / gasketelrendement		

# 10. Bevindingen bestaande installaties

## 10.1 Beschouwing biogas

In dit hoofdstuk gaan we na tot op welke hoogte vergistingsinstallaties subsidie levensduurverlenging nodig hebben. Er is een aantal typische biogasinstallaties op hoofdlijnen doorge-rekend. De parameters zijn deels overgenomen van installaties die in aanmerking komen voor levensduurverlenging en deels eigen analyse. Meerdere varianten zijn geanalyseerd (type en aandeel cosubstraten, warmtebenutting, schaal). Er blijken zeer grote verschillen te zijn tussen de casussen onderling: sommige varianten leiden tot nettowinst, andere tot een groot verlies of een inkomen rond het nul niveau.

## 10.2 Basisbedragen biogas

Aangeraden wordt om vooralsnog geen categorie verlengde levensduur voor biogasinstallaties open te stellen. Door het substraatmenu aan te passen of andere relatief goedkope maatregelen te treffen, kan een verliesgevende businesscase veelal worden omgezet in een winstgevende. In tabel 10.1 staan de basisbedragen, gebaseerd op de referentie-installaties beschreven in hoofdstuk 9, waarbij enkel de investeringskosten op 0 zijn gesteld. Wat resteert zijn onderhouds- en beheerkosten en eventueel kosten voor biomassa. Er resteert ogenschijnlijk een onrendabele top. We menen echter dat deze overwonnen kan worden door diverse maatregelen, waaronder een goedkopere biomassamix. Dit vereist echter ook flankerende maatregelen om de energieproductie van bestaande installaties optimaal te benutten. Te denken valt aan volledige warmtebenutting door toepassing van bijvoorbeeld drogen, pasteuriseren, verwarmen of koelen. Ook kan er gedacht worden aan goede voorlichting en samenwerking tussen producenten.

**Tabel 10.1: Overzicht van de onrendabele top van vergistingsinstallaties zonder aanvullende maatregelen**

Categorie	Basisbedrag (€/kWh)	Correctiebedrag 2019 (€/kWh)	Onrendabele top (€/kWh)
Grootschalige vergisting (hernieuwbaar gas)	0,047	0,019	0,026
Grootschalige vergisting (gecombineerde opwekking)	0,053	0,030	0,023
Grootschalige vergisting (warmte)	0,046	0,026	0,020

# 11. Aanvullende vragen

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft gevraagd om een indicatieve lijst op te nemen van het effect van de opgenomen categorieën op het reduceren van CO<sub>2</sub>-uitstoot. Dit maakt inzichtelijk welke bijdrage deze technologieën leveren aan de reductie van CO<sub>2</sub>. De toegepaste, illustratieve berekeningsmethode in dit hoofdstuk is op aangeven van EZK gehanteerd en wordt hieronder toegelicht.

## 11.1 Indicatieve berekeningsmethode

De productie van hernieuwbare energie draagt bij tot de vermindering van emissies door de productie van energie uit fossiele bronnen te vervangen. Het is dus de energie die wordt opgewekt door de hernieuwbare-energie technologieën en die daardoor elektriciteit, gas of warmte met fossiele bron verdringt, die bijdraagt tot een vermindering van CO<sub>2</sub>-uitstoot. De emissiefactor die wordt gedefinieerd als de gemiddelde CO<sub>2</sub>-uitstoot voor een bepaalde bron, in verhouding tot de energieproductie. De emissiefactoren die bij de berekening worden gebruikt staan in tabel 11.1.

**Tabel 11.1: Emissiefactoren**

Energiedrager	Emissiefactor	
Elektriciteit <sup>20</sup>	0,352 kg/kWh	56,6 kg/GJ
Warmte <sup>21</sup>	0,226 kg/kWh <sub>LHV</sub>	62,8 kg/GJ <sub>LHV</sub>
Gas	0,183 kg/kWh <sub>HHV</sub>	50,85 kg/GJ <sub>HHV</sub>

Om de hoeveelheid CO<sub>2</sub>-uitstoot te bepalen die door de hernieuwbare energie wordt gereduceerd, worden een aantal aannames gemaakt met betrekking tot de gesubstitueerde fossiele energiebronnen. Hernieuwbare elektriciteit uit bijvoorbeeld windenergie of zonne-energie, vervangt elektriciteit geproduceerd in een CCGT, met een rendement van 58%. Hernieuwbaar gas vervangt aardgas. Hernieuwbare warmte vervangt aardgasinzet in een ketel. Aardgas is duidelijk niet de enige conventionele energiebron in de mix die wordt teruggedrongen. De keuze die hier wordt gemaakt berust op het feit dat aardgas kan worden gebruikt in verschillende technologieconversies (elektriciteit en warmte).

De CO<sub>2</sub>-reductiekosten zijn in onderstaande tabel berekend op basis van de basisbedragen en correctiebedragen, met behulp van de volgende formule:

$$CO_2\text{ kosteneffectiviteit} = \frac{\text{Basisbedrag} - \text{Correctiebedrag}}{\text{Emissiefactor}}$$

<sup>20</sup>PBL-rapport Kosten Energie- en Klimaattransitie in 2030 – update 2018

<sup>21</sup> Kennisgeving standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactor aardgas voor emissiehandel 2018, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Staatscourant)

Tabel 11.2 toont de kosteneffectiviteit per categorie, uitgedrukt in € per ton CO<sub>2</sub>. Deze waarde kan verschillen van andere cijfers over kosteneffectiviteit. Een paar verduidelijkingen bij de interpretatie van deze tabel kan gegeven worden. Allereerst wordt naar de subsidie-uitgaven via de SDE+ gekeken. Eventuele andere ondersteuningsinstrumenten zijn niet meegenomen. Qua kosten wordt gekeken naar de scope van de berekeningen voor de basisbedragen. Het perspectief hierbij is die van de investeerder. Daarbij wijken de cijfers per definitie af van kosten vanuit maatschappelijk perspectief.

De CO<sub>2</sub>-reductie betreft enkel de CO<sub>2</sub>-uitstoot bij de productie van elektriciteit of het gebruik van aardgas. Extra reducties van broeikasgassen elders in de keten, zijn niet in deze berekening meegenomen. Aangenomen wordt dat warmte altijd aardgas in een aardgasketel vervangt, terwijl bekend is dat dit niet altijd het geval is. Warmteverliezen bij distributienetten bijvoorbeeld, of bij transport van warmte zijn niet meegenomen. Ook efficiëntie-effecten bij WKK's zijn niet nader beschouwd. De berekeningen zijn daarmee indicatief en ze zijn ook niet geconsulteerd. Wijzigingen in scope, aangenomen referentie-technieken (de fossiele variant die vervangen wordt) en gekozen perspectief, kunnen tot een andere kosteneffectiviteit per categorie leiden.

**Tabel 11.2: SDE+-subsidie-uitgaven om de CO<sub>2</sub>-uitstoot te verminderen ten gevolge van gebruik van elektriciteit of gas, per categorie**

Categorie	Basisbedrag [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]	Emissiefactor [t CO <sub>2</sub> /kWh]	Kosteneffectiviteit [€/t CO <sub>2</sub> ]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	0,173	0,046	0,352	361
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	0,103	0,046	0,352	162
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	0,197	0,046	0,352	429
Osmose	0,574	0,046	0,352	1500
Fotovoltaïsche zonnepanelen*, ≥ 15 kWp en < 1 MWp en aansluiting >3x80 A	0,101	0,041 (net) 0,069 (zelf)	0,352	170 (net) 91 (zelf)
Fotovoltaïsche zonnepanelen*, ≥ 1MWp (dakopstelling)	0,095	0,041 (net) 0,060 (zelf)	0,352	153 (net) 99 (zelf)
Fotovoltaïsche zonnepanelen*, ≥ 1MWp (veldopstelling)	0,093	0,041 (net) 0,060 (zelf)	0,352	148 (net) 94 (zelf)
Zonthermie ≥ 140 kW en < 1 MW	0,098	0,032	0,226	292
Zonthermie ≥ 1 MW	0,085	0,026	0,226	261
Wind op land, ≥ 8 m/s	0,054	0,039	0,352	43
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,058	0,039	0,352	54
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,064	0,039	0,352	71
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	0,067	0,039	0,352	80
Wind op land, < 6,75 m/s	0,071	0,039	0,352	91
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 8 m/s	0,059	0,039	0,352	57
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,064	0,039	0,352	71
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,070	0,039	0,352	88
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	0,073	0,039	0,352	97
Wind op primaire waterkeringen, < 6,75 m/s	0,078	0,039	0,352	111
Wind in meer, water ≥ 1 km <sup>2</sup>	0,086	0,039	0,352	134
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter	0,052	0,019	0,226	146



Categorie	Basisbedrag [€/kWh]	Correctiebedrag [€/kWh]	Emissiefactor [t CO <sub>2</sub> /kWh]	Kosteneffectiviteit [€/t CO <sub>2</sub> ]
Geothermie ≥ 4000 meter	0,067	0,019	0,226	212
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter; projectuitbreiding met een extra put	0,032	0,019	0,226	58
Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, gecombineerde opwekking	0,051	0,041	0,302	33
Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas	0,048	0,019	0,183	158
Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, warmte	0,034	0,026	0,226	35
Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas	0,032	0,019	0,183	71
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	0,113	0,019	0,183	514
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	0,086	0,019	0,183	366
Warmte ketel op B-hout	0,030	0,019	0,226	49
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MWth	0,053	0,026	0,226	119
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	0,047	0,019	0,226	124
Ketel op vloeibare biomassa (accijns voor zware stookolie)	0,072	0,026	0,226	204
Warmte, Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth	0,062	0,019	0,226	190
Ketel warmte uit houtpellets > 5 MWth	0,065	0,019	0,226	204
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	0,051	0,019	0,226	119
Grootschalige vergisting alle typen biomassa (hernieuwbaar gas)	0,062	0,019	0,183	235
Gecombineerde opwekking grootschalige vergisting alle typen biomassa	0,070	0,036	0,287	119
Warmte grootschalige vergisting alle typen biomassa	0,062	0,026	0,226	159
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) ≤ 400 kW	0,087	0,019	0,183	372
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	0,127	0,053	0,289	256
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	0,103	0,059	0,226	195
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) > 400 kW	0,071	0,019	0,183	284
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	0,077	0,036	0,289	142
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	0,065	0,026	0,226	173

\* Basisbedragen voor de voorjaarsronde

# 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
EZK	ministerie van Economische Zaken en Klimaat
IRS	Interest Rate Swap
LEI	Landbouw Economische Instituut
O&M	<i>Operation&amp;Maintenance</i> , onderhoud en beheer
OPEX	<i>Operating Expenditures</i> , onderhoudskosten
ROI	Rookgasontzwavelingsinstallatie
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

# Literatuur

Argus (2018) Argus, Argus Market Reports, 2018

Belastingdienst (2018), Tarievenlijst Accijns en verbruiksbelastingen, 2018

BNEF (2017), Q4 2017 Global PV Market Outlook, via pv-magazine.com

CARMEN (2018), <https://www.carmen-ev.de/>

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. <https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden>, laatst bezocht oktober 2017

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>

CPB, Macro Economische Verkenning 2019, september 2018

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

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

Gehring, M., & Loksha, V. (2012). Geothermal Handbook: Planning and financing power generation. Washington, USA: ESMAP-World Bank

Gleisdorf meeting (2004), Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004

Greentech Media (2018), <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-trends-2018-gtm-research#gs.XfbpwSU>

GTM Research (2017), Global Solar PV O&M 2017-2022, december 2017

GTM Research (2017), The Global PV Inverter and MLPE Landscape, H2 2017

Hekkenberg M. & Koelemeijer R. (2018), Analyse van het voorstel voor hoofdlijnen van het

<http://biomeiler.nl/prijzen-kosten-en-opbrengst/>

IEA (2004): Gleisdorf meeting. Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004. [https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/documents/statistics/Technical\\_Note-New\\_Solar\\_Thermal\\_Statistics\\_Conversion.pdf](https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/documents/statistics/Technical_Note-New_Solar_Thermal_Statistics_Conversion.pdf)

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>

Kostenonderzoek windenergie SDE+ 2018, ECN-N--17-011

Kraan, C., Lensink, S.M. (2016): Basisprijzen SDE+ 2017. ECN, Amsterdam, ECN-N--16-018, 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
- Lensink, S.M. (2016): Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2017. ECN, Petten, ECN-E--16-040, 2016
- Lensink, S.M. (2016): Correctiebedragen t.b.v. bevoorschotting 2017 (SDE+). ECN, Amsterdam, ECN-N-16-015, 2016
- Lensink, S.M., C.L. van Zijl (2015): Aanvullend onderzoek correctiebedragen SDE+-regeling. ECN, Amsterdam, ECN-E--15-070
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne (2016): Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017. ECN, Petten, ECN-E--16-040, 2016
- Ministerie van Economische Zaken (2016), Kamerbrief betreffende de 'Implementatie duurzaamheidscriteria vaste biomassa voor energietoepassingen', Ministerie van Economische zaken, 18 maart 2016
- NEV (2017), K. Schoots, M. Hekkenberg en P. Hammingh (2017), Nationale Energieverkenning 2017. ECN-O--17-018. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland
- PV Magazine (2018), <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/>
- PV Xchange (2018), <https://www.pvxchange.com/de/aktuelles/preisindex>
- 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)
- Smekens, K., Mijnlief, H., Groen, in 't, B., & Vries, de, C. (2018). Conceptadvies SDE+ 2019, Notitie Geothermie. Den Haag: PBL
- 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
- Tauw (2017), knelpuntenanalyse houtrecycling, Tauw, december 2017
- UNECE. (2016). Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources. UNECE

# Bijlage A Basisprijzen en correctiebedragen

De basisprijzen en voorlopige correctiebedragen 2018 staan in deze bijlage. In paragraaf A.1 wordt de berekeningswijze van de correctiebedragen getoond, in paragraaf A.2 die van de basisprijzen. In A.3 wordt ingegaan op de prijs van garanties van oorsprong. Paragraaf A.4 bevat enige bevindingen over het correctiebedrag voor grootschalige warmte. Een overzicht van de cijfermatige correctiebedragen en basisprijzen per categorie staan in paragraaf A.5.

## A.1 Toelichting correctiebedragen

Bij de advisering welke berekeningswijze van correctiebedragen hoort bij nieuwe categorieën, wordt gekeken naar de waarde van de hernieuwbare energie bij de referentie-installatie. Daarbij is met name het productie van de installatie (dus vermogen vermenigvuldigd met aantal vollasturen) van belang. Afwijkend hierop is zonthermie, omdat een zonthermisch systeem (>140 kW) zelden een zelfstandige installatie is en in de praktijk bijna altijd in combinatie met een fossielewarmteinstallatie wordt gebruikt. Voor de categorie ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MWth is in afwijking gekozen om het correctiebedrag te berekenen op een ketel van 3,0 MWth in plaats van de referentie grootte van 0,95 kWth. Hierdoor wordt een betere aansluiting gegeven op de warmtestaffel en ontstaat meer keuzevrijheid in de schaal grootte voor ontwikkelaars. De toelichting op de gebruikte parameterwaardes, zoals elektriciteitsprijs, gasprijs en energiebelastingstarieven, zijn te vinden in de notitie *Voorlopige correctiebedragen SDE+ 2019* (Lensink en van der Welle, 2018). De tabel A.1 staan de types van toegepaste berekeningswijzen.

**Tabel A.1 Berekeningswijzen correctiebedrag**

Nummer	Omschrijving	Formule
1	Elektriciteit basislast	APX
		$0,046454 \text{ €/kWh} = 0,046 \text{ €/kWh}$
2	Elektriciteit windenergie	$APX \times PIF_{\text{wind op land}}$
		$0,0465 \text{ €/kWh} \times 0,85 = 0,039 \text{ €/kWh}$
3	Elektriciteit zon-PV (netlevering)	$APX \times PIF_{\text{zonPV}}$
		$0,0465 \text{ €/kWh} \times 0,89 = 0,041 \text{ €/kWh}$
4	Elektriciteit zon-PV (eigen gebruik) klein	$APX \times PIF_{\text{zonPV}} + EB_3 + ODE_3 + \text{transporttarief}$
		$0,0465 \text{ €/kWh} \times 0,89 + 0,01884 \text{ €/kWh} + 0,0086 \text{ €/kWh} = 0,069 \text{ €/kWh}$
5	Elektriciteit zon-PV (eigen gebruik) groot	$APX \times PIF_{\text{zonPV}} + EB_3 + ODE_3$
		$0,0465 \text{ €/kWh} \times 0,89 + 0,01884 \text{ €/kWh} = 0,060 \text{ €/kWh}$
6	Hernieuwbaar gas	$TTF_{\text{HHV}} \text{ jaarvooruit}$
		$0,0185 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}}$
7	Warmte klein	$(TTF_{\text{LHV}} \text{ jaarvooruit} + EB_1 + ODE_1) / 90\%$
		$(0,0185 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}} \times (35,17 \text{ MJ}_{\text{HHV}}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3) + 0,28851 \text{ €/Nm}^3 \times (3,6 \text{ MJ/kWh} / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3)) / 90\% = 0,059 \text{ €/kWh}$
8	Warmte middel	$(TTF_{\text{LHV}} \text{ jaarvooruit} + EB_2 + ODE_2) / 90\%$
		$(0,0185 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}} \times (35,17 \text{ MJ}_{\text{HHV}}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3) + 0,07524 \text{ €/Nm}^3 \times (3,6 \text{ MJ/kWh} / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3)) / 90\% = 0,032 \text{ €/kWh}$

Nummer	Omschrijving	Formule
9	Warmte middelgroot	$(TTF_{LHV\_jaarvooruit} + EB_3 + ODE_3) / 90\%$ $(0,0185 \text{ €/kWh}_{HHV} \times (35,17 \text{ MJ}_{HHV}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3) + 0,02745 \text{ €/Nm}^3 \times (3,6 \text{ MJ/kWh} / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3)) / 90\% = 0,026 \text{ €/kWh}$
10	Warmte groot	$90\% \times TTF_{LHV\_jaarvooruit}$ $90\% \times 0,0185 \text{ €/kWh}_{HHV} \times (35,17 \text{ MJ}_{HHV}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3) = 0,019 \text{ €/kWh}$
11	Directe warmte	$TTF_{LHV\_jaarvooruit} + EB_3 + ODE_3$ $0,0185 \text{ €/kWh}_{HHV} \times (35,17 \text{ MJ}_{HHV}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3) + 0,02745 \text{ €/Nm}^3 \times (3,6 \text{ MJ/kWh} / 31,65 \text{ MJ}_{LHV}/\text{Nm}^3) = 0,017 \text{ €/kWh}$
12	WKK	$(APX + \text{warmteprijs} \times WK) / (1 + WK)$
12.1	WKK, warmteprijs is warmte klein	
12.2	WKK, warmteprijs is warmte middel	
12.3	WKK, warmteprijs is warmte middelgroot	
	<i>WK-factor is categorie-afhankelijk</i>	

Hierin zijn:

APX	Ongewogen jaargemiddelde elektriciteitsprijs dag vooruit op de APX
$PIF_{wind \text{ op land}}$	Profiel- en onbalansfactor ( <i>profile and imbalance factor</i> ) windenergie op land
$PIF_{zonPV}$	Profiel- en onbalansfactor ( <i>profile and imbalance factor</i> ) zon-PV
$EB_x$	Energiebelasting schijf x
$ODE_x$	Opslag Duurzame Energie schijf x
HHV	Bovenste verbrandingswaarde ( <i>higher heating value</i> )
LHV	Onderste verbrandingswaarde ( <i>lower heating value</i> )
$TTF_{LHV/HHV}$	Jaargemiddelde gasprijs, termijnprijzen voor komend jaar ( <i>year ahead forwards</i> ), uitgedrukt in euro per energie-inhoud op onderste respectievelijk bovenste verbrandingswaarde
WK	Warmtekrachtverhouding

## A.2 Toelichting basisprijzen

De basisprijzen volgen de berekeningsmethode van de correctiebedragen. Voor de correctiebedragen wordt als energieprijs de marktindex (voor gas of elektriciteit) gebruikt van de afgelopen 12 maanden<sup>22</sup>. Voor de basisprijzen wordt daarentegen als energieprijs gebruikt 2/3<sup>e</sup> van de langetermijnprijs. De langetermijnprijs is hierbij gedefinieerd als het ongewogen gemiddelde van de reële prijsprojecties uit de laatste Nationale Energieverkenning.

In 2018 is geen Nationale Energieverkenning uitgekomen. Wel heeft PBL een doorrekening van het klimaatakkoord gepubliceerd (Hekkenberg en Koelemeijer, 2018) waarin voor 2030 energieprijzen zijn berekend. Voor 2019 adviseert het PBL om basisprijzen in te stellen, gebaseerd op de NEV2017 met een aanpassing voor de energieprijzprojecties in het jaar 2030. Voor elektriciteit was de langetermijnprijs 0,040 €/kWh op basis van de NEV2017. In 2030 ligt de elektriciteitsprijs in de doorrekening van het klimaatakkoord 0,006 €/kWh hoger dan in de NEV2017. Daarmee wordt de langetermijnprijs om te gebruiken bij de basisprijzen SDE+ 2019 dus  $0,040 + 0,006 = 0,046 \text{ €/kWh}$ . Als energieprijs voor de basisprijzen wordt hier dan  $2/3 \times 0,046 \text{ €/kWh} = 0,031 \text{ €/kWh}$  gebruikt. Voor wind- en zonne-energie wordt bovendien aangenomen dat de profiel- en onbalanskosten als percentage van de elektriciteitsprijs (dus de profiel- en onbalansfactor) ongewijzigd zijn ten opzichte van de NEV2017.

Daar waar de elektriciteitsprijs in 2030 in de doorrekening is gestegen, is de gebruikte prijs van aardgas in 2030 juist gedaald met 0,005 €/kWh. Deze was 0,024 €/kWh in de NEV2017

<sup>22</sup> Specificieker: van september 2017 tot en met augustus 2018.

en wordt  $0,024 - 0,005 = 0,019$  €/kWh als langetermijnprijs. De basisgasprijs is  $2/3 \times 0,019 = 0,013$  €/kWh.

**Tabel A.2 Berekeningswijzen basisprijs**

Nummer	Omschrijving	Formule
1	Elektriciteit basislast	LEP
	$2/3 \times 0,046$ €/kWh = 0,046 €/kWh	
2	Elektriciteit windenergie	LEP x PIF <sub>wind op land</sub>
	$2/3 \times 0,046$ €/kWh x 0,83 = 0,025 €/kWh	
3	Elektriciteit zon-PV (netlevering)	LEP x PIF <sub>zonPV</sub>
	$2/3 \times 0,046$ €/kWh x 0,83 = 0,025 €/kWh	
4	Elektriciteit zon-PV (eigen gebruik) klein	LEP x PIF <sub>zonPV</sub> + EB + ODE + transporttarief
	$2/3 \times 0,046$ €/kWh x 0,83 + 0,01884 €/kWh + 0,0086 €/kWh = 0,053 €/kWh	
5	Elektriciteit zon-PV (eigen gebruik) groot	LAPX x PIF <sub>zonPV</sub> + EB + ODE
	$2/3 \times 0,046$ €/kWh x 0,83 + 0,01884 €/kWh = 0,044 €/kWh	
6	Hernieuwbaar gas	LGP <sub>HHV</sub>
	$2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> = 0,013 €/kWh <sub>HHV</sub>	
7	Warmte klein	$(LGP_{LHV} + EB_1 + ODE_1) / 90\%$
	$(2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> x $(35,17$ MJ <sub>HHV</sub> /Nm <sup>3</sup> /31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> ) + 0,28851 €/Nm <sup>3</sup> x $(3,6$ MJ/kWh / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> )) / 90% = 0,052 €/kWh	
8	Warmte middel	$(TTF_{LHV} + EB_2 + ODE_2) / 90\%$
	$(2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> x $(35,17$ MJ <sub>HHV</sub> /Nm <sup>3</sup> /31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> ) + 0,07524 €/Nm <sup>3</sup> x $(3,6$ MJ/kWh / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> )) / 90% = 0,025 €/kWh	
9	Warmte middelgroot	$(LGP_{LHV} + EB_3 + ODE_3) / 90\%$
	$(2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> x $(35,17$ MJ <sub>HHV</sub> /Nm <sup>3</sup> /31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> ) + 0,02745 €/Nm <sup>3</sup> x $(3,6$ MJ/kWh / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> )) / 90% = 0,019 €/kWh	
10	Warmte groot	$90\% \times LGP_{LHV}$
	$90\% \times 2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> x $(35,17$ MJ <sub>HHV</sub> /Nm <sup>3</sup> / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> ) = 0,012 €/kWh	
11	Directe warmte	$LGP_{LHV} + EB_3 + ODE_3$
	$2/3 \times 0,0190$ €/kWh <sub>HHV</sub> x $(35,17$ MJ <sub>HHV</sub> /Nm <sup>3</sup> / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> ) + 0,02745 €/Nm <sup>3</sup> x $(3,6$ MJ/kWh / 31,65 MJ <sub>LHV</sub> /Nm <sup>3</sup> )) = 0,011 €/kWh	
12	WKK	$(LEP + \text{warmteprijs} \times WK) / (1 + WK)$
12.1	WKK, warmteprijs is warmte klein	
12.2	WKK, warmteprijs is warmte middel	
12.3	WKK, warmteprijs is warmte middelgroot	
	<i>WK-factor is categorie-afhankelijk</i>	

Hierin zijn:

LEP	Langetermijnelektriciteitsprijs
PIF <sub>wind op land</sub>	profiel- en onbalansfactor op lange termijn, windenergie op land
PIF <sub>zonPV</sub>	Profiel- en onbalansfactor op lange termijn, zon-PV
EB <sub>x</sub>	Energiebelasting schijf x in het jaar 2018
ODE <sub>x</sub>	Opslag Duurzame Energie schijf x in het jaar 2018
HHV	Bovenste verbrandingswaarde ( <i>higher heating value</i> )
LHV	Onderste verbrandingswaarde ( <i>lower heating value</i> )
LGP <sub>LHV/HHV</sub>	Langetermijngasprijs, uitgedrukt in euro per energie-inhoud op onderste respectievelijk bovenste verbrandingswaarde
WK	Warmtekrachtverhouding

## A.3 Garanties van oorsprong

De waarde van de garanties van oorsprong (GvO's) worden voorsnog niet meegenomen in de vaststelling van de correctiebedragen. Voor windenergie uit Nederland lijken de prijzen in het tweede halfjaar van 2018 aanzienlijk te stijgen. De markt is echter ondoorzichtig. Een groot gedeelte van de verkoop van GvO's wordt afgesproken binnen langjarige stroomcontracten. Een ander gedeelte is vrij verhandelbaar. Wel lijkt de waarde van GvO's voor Nederlandse windenergie structureel boven de 0,003 €/kWh gekomen te zijn. Dat was de drempelwaarde die door ECN genoemd is (Lensink en Van Zuijlen, 2015), waarboven geadviseerd is te gaan nadenken over het verlagen van de subsidie met de GvO-inkomsten, mits een transparante GvO-index voorhanden is. Voor actuele GvO-prijzen, zie de website van WISE<sup>23</sup>. Voor een beschouwing van de actuele prijzen, zie berichtgeving uit Energiea van 11 september 2018 (Prijs Nederlandse wind-GVO stijgt tot 20%)<sup>24</sup>. In onderstaande correctiebedragen is de waarde van GvO's niet meegenomen.

## A.4 Grootschalige warmte

Het PBL heeft conceptadvies uitgebracht over correctiebedrag grootschalige warmte. Het conceptadvies luidde om een generiek correctiebedrag van 90% van de TTF-gastermijnprijs op basis van onderste verbrandingswaarde te hanteren en om daarbij in zekere mate over- en onderstimulering te accepteren. Daar zijn echter een aantal kanttekeningen bij geplaatst in de marktconsultatie.

Voor elektriciteit en gas wordt het correctiebedrag gebaseerd op de prijs die een aanbieder op de spot- respectievelijk termijnmarkt krijgt. Voor warmte is de markt ondoorzichtiger, waardoor we uit moeten gaan van wat een afnemer van warmte in gebruikelijke omstandigheden voor warmte betaalt. Hierdoor ontstaat een spreiding in het correctiebedrag waarbij de warmte afhankelijk van de vraagkarakteristieken en de lokaal aanwezige productie-installatie verkocht wordt voor minder dan 50% tot ruim 110% van de gasprijs. Pagina 16 in het conceptadvies geeft inzicht in de omstandigheden wanneer de warmteverkoopprijs hoger of lager in de bandbreedte ligt (Strengers, B.J, S. Lensink en S. van Polen (2018), Correctiebedrag grootschalige warmte 22 SDE+, Den Haag: PBL)

De markt onderschrijft op hoofdlijnen de analyse, maar stelt daartegenover dat deze kanttekeningen juist de onderbouwing geven dat het correctiebedrag gedifferentieerd dient te worden. De door de markt beoogde differentiatie hangt nauw samen met de karakteristieken van de vraag naar warmte, van de vraagsector dus. Is er sprake van bestaande of nieuwe warmtevraag? Valt de warmtevraag samen met momenten met een relatief hoge elektriciteitsprijs of niet? De SDE+ is geënt op productiecategorieën, de aanbodsector wel te verstaan.

Een aanpassing van de SDE+ die voldoet aan de voorstellen van de sector, ziet PBL als een majeure ingreep in de structuur van de SDE+-regeling. Door de warmtevraag als uitgangspunt te kiezen in plaats van productiecategorieën, moet de berekening van correctiebedragen fundamenteel herzien worden om voor grootschalige warmte tot eenduidige correctiebedragen te komen. Daarvoor is aanvullend onderzoek nodig. Het gaat daarbij niet zozeer om kwantitatieve berekeningen te maken, maar vooral om het vraagstuk hoe op generieke wijze bepaald kan worden voor welk gedifferentieerde correctiebedragen men in aanmerking zou moeten komen. In brede zin worden berekeningswijzen van het correctiebedrag namelijk

<sup>23</sup> <https://www.wisenederland.nl/groene-stroom/prijzlijst-garanties-van-oorsprong>

<sup>24</sup> <https://energeia.nl/energeia-artikel/40072221/prijs-nederlandse-wind-gvo-stijgt-ruim-30>



ondersteund, waarbij het correctiebedrag gerelateerd is aan de gasprijs. Wel zijn vragen opgeworpen in hoeverre deze relatie – die vanuit historisch perspectief verklaarbaar is – ook toekomstbestendig is. Extreem gesteld, in hoeverre kan aardgas een goede prijsreferentie zijn in een aardgasvrije samenleving?

Het is mogelijk dat een SDE+-regeling die zicht primair richt op de stimulering van CO<sub>2</sub>-reductie, minder strikt of geheel niet vasthoudt aan de huidige kaders van de (warmte)productiesector. Bij warmtegebruik is de CO<sub>2</sub>-reductie immers ook meer gekoppeld aan het type warmtevraag dan aan enige productie-installatie, zie ook hoofdstuk 11. Bij een op CO<sub>2</sub> gerichte SDE+-regeling is het daarom minder de vraag wat het kost om de warmteproductie te verduurzamen, maar meer de vraag hoe de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de warmtevraag verminderd kan worden.

Op basis van het in 2018 verrichte onderzoek, inclusief de uitgevoerde marktconsultatie, is het PBL van mening dat gekoerst kan worden op een nadere differentiatie van het correctiebedrag voor grootschalige warmte. Er is evenwel meer tijd voor reflectie nodig, alvorens een advies voor de generieke SDE+-regeling kan worden gegeven. Voor een uitwerking van die differentie, zal het PBL contact zoeken met marktpartijen.

Het PBL adviseert om in 2019 geen grote aanpassingen in het correctiebedrag voor grootschalige warmte door te voeren en primair het genoemde correctiebedrag omwille van stabiliteit van de regeling te blijven baseren op 90% van de gasprijs. Verder adviseert PBL om een analyse uit te laten voeren naar het correctiebedrag voor warmte (groot- en kleinschalig) zodra de contouren van een CO<sub>2</sub>-gerichte SDE+-regeling nader uitgewerkt zijn. De nadere uitwerking dient zodanig te zijn, dat op basis hiervan wederom constructieve consultatiegesprekken met marktpartijen gehouden kunnen worden.

**Tabel A.3: Correctiebedragen grootschalige warmte SDE+ 2019**

Categorie	Berekeningswijze	Spreiding in de praktijk
Geothermie	90% TTF (LHV)	50%-110% TTF (LHV)
Ketel op B-hout		
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth		
Warmte, Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth		
Ketel warmte uit houtpellets > 5 MWth		

## A.5 Overzicht

Tabel A.4 toont een overzicht van de basisprijzen en correctiebedragen.

**Tabel A.4: Overzicht basisprijzen en correctiebedragen, in €/kWh**

Categorie	Berekeningsmethode (zie tabel A.1)	Basisprijs SDE+ 2019	Voorlopig correctiebedrag 2019
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	1	0,031	0,046
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	1	0,031	0,046
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	1	0,031	0,046
Osmose	1	0,031	0,046
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1000 MWp met aansluiting >3*80A netlevering	3	0,025	0,041
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1000 MWp met aansluiting >3*80A eigen gebruik	4	0,053	0,069

Categorie	Berekenings- methode (zie tabel A.1)	Basisprijs SDE+ 2019	Voorlopig correctiebedrag 2019
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (daksysteem) netlevering	3	0,025	0,041
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (daksysteem) eigen gebruik	5	0,044	0,060
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (veld- of watersysteem) netlevering	3	0,025	0,041
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (veld- of watersysteem) eigen gebruik	5	0,044	0,060
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (zonvolgend) netlevering	3	0,025	0,041
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp (zonvolgend) eigen gebruik	5	0,044	0,060
Zonthermie ≥ 140 kW en < 1 MW	8	0,025	0,032
Zonthermie ≥ 1 MW	9	0,019	0,026
Wind op land, ≥ 8 m/s	2	0,025	0,039
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	2	0,025	0,039
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,025	0,039
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,025	0,039
Wind op land, < 6,75 m/s	2	0,025	0,039
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 8 m/s	2	0,025	0,039
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	2	0,025	0,039
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,025	0,039
Wind op primaire waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,025	0,039
Wind op primaire waterkeringen, < 6,75 m/s	2	0,025	0,039
Wind in meer, water ≥ 1 km <sup>2</sup>	2	0,025	0,039
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter	10	0,013	0,019
Geothermie ≥ 4000 meter	10	0,013	0,019
Geothermie ≥ 500 meter en <4000 meter; projectuitbreiding met een extra put	10	0,013	0,019
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (gecombineerde opwekking)	12.2	0,028	0,041
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	6	0,013	0,019
Verbeterde slibgisting bij AWZI/RWZI (warmte)	9	0,019	0,026
Bestaande slibgisting bij AWZI/RWZI (hernieuwbaar gas)	6	0,013	0,019
Biomassavergassing (≥95% biogeen)	6	0,013	0,019
Biomassavergassing B-hout (≥95% biogeen)	6	0,013	0,019
Warmte ketel op B-hout	10	0,013	0,019
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MWth	9	0,019	0,026
Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥5 MWth	10	0,013	0,019
Ketel op vloeibare biomassa (accijns voor zware stookolie)	9	0,019	0,026
Warmte, Industriële stoomproductie uit houtpellets ≥ 5 MWth	10	0,013	0,019
Ketel warmte uit houtpellets > 5 MWth	10	0,013	0,019
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	11	0,017	0,024
Grootschalige vergisting alle typen biomassa (hernieuwbaar gas)	6	0,013	0,019
Gecombineerde opwekking grootschalige vergisting alle typen biomassa	12.3	0,025	0,036
Warmte grootschalige vergisting alle typen biomassa	9	0,019	0,026

Categorie	Berekenings- methode (zie tabel A.1)	Basisprijs SDE+ 2019	Voorlopig correctiebedrag 2019
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) ≤ 400 kW	6	0,013	0,019
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	12.1	0,041	0,053
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW	7	0,052	0,059
Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (hernieuwbaar gas) > 400 kW	6	0,013	0,019
Gecombineerde opwekking vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	12.3	0,025	0,036
Warmte vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW	9	0,019	0,026

# Bijlage B

## Uitgangspunten

### B.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. EZK 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+ 2019 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).

### B.2. Uitgangspunten berekening basisbedragen

#### B.2.1. 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 de najaarsronde van de SDE+ 2018 (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+ 2018 (tenzij anders aangegeven). Als het wenselijk is om hiervan af te wijken, dan wordt dit onderbouwd.
- Bij de afbakening van categorieën naar schaalgrootte 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 2018 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, dit in tegenstelling tot de basisbedragen die lager zijn dan 0,20€/kWh, en nauwkeurig worden 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 EZK.

- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 juni 2018 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2019 van kracht is.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- Innovatieve technologieën worden beschouwd als betrouwbare technologie. Er wordt dus geen rekening gehouden 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).

#### **Financiële uitgangspunten:**

- Uitgangspunt voor alle categorieën is projectfinanciering.
- Rente, Rendement op Eigen Vermogen, WACC, Verhouding Eigen Vermogen / Vreemd Vermogen, worden per technologie bepaald en geconsulteerd.
- De voordelen van groenfinanciering worden enkel verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- Er wordt rekening gehouden met de Europese Staatssteunregels.
- Er wordt geen rekening gehouden 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 Nationale Energie Verkenning (NEV). Als de NEV niet tijdig beschikbaar is wordt gebruik gemaakt van de recentste inflatieverwachtingen van het CPB.
- 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.

#### **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+ 2018 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.

#### **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.
- Bij WKK installaties op basis van een biogasmotor wordt in het rapport expliciet aangegeven welke warmte/kracht-verhouding geldt.

#### *Aandachtspunten 2019 tov 2018*

- Onderzoeken van wenselijkheid van de verbreding van de warmtestaffel voor ketels > 5 MW uit SDE+ 2018 naar andere categorieën (bv. Ketel 0,5 – 5 MW, industriële stoom uit houtpellets, of Geothermie). Hierbij moet rekening worden gehouden met aanvragen in de voorjaarsronde SDE+ 2018 en de mogelijkheid om een passend correctiebedrag vast te stellen.

### **B.2.2. Categorie-specifieke uitgangspunten**

#### **B.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.

#### **B.2.2.2 Zonne-energie**

- De berekening van het basisbedrag van zon-PV is gebaseerd op een productie-installatie 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.
- Een apart correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik hanteren.
- Grondkosten worden niet meegenomen.

#### *Aandachtspunten 2019 t.o.v. 2018:*

- Onderzoeken of een verdere verfijning van het aantal categorieën voor zon-PV wenselijk is.
- In aanvulling op het advies voor de basisbedragen 2019 een versneld advies uitbrengen voor de SDE+ najaarsronde 2018:, met speciale aandacht voor een passend basisbedrag voor (kleine) dakgebonden PV-systemen
- Overwegingen om ondergrens van 15 kW te verhogen op het moment dat de opvolger van de salderingsregeling in werking gaat. Hierbij uitgaan van een ondergrens binnen de SDE+ van een typisch systeem dat nog op een kleinverbruikersaansluiting kan worden aangesloten. Wat is hiervoor een logische grens?
- Vanwege de snelle ontwikkelingen op het gebied van Zon-PV kan het basisbedrag voor het voorjaar van 2019 afwijken van het najaar van 2019.

#### **B.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+ 2018 (0,0032 €/kWh).

#### *Aandachtspunten 2019 t.o.v. 2018:*

- Onderzoeken of een verdere opsplitsing van de categorie d. < 7 m/s gewenst is.

- Analyse van de gevolgen van een eventuele verruiming van de huidige definitie van de categorie wind op primaire waterkering zodat ook de harde en zachte zeewering van Maasvlakte 2 en vergelijkbare locaties hiertoe gerekend kan worden.

#### **B.2.2.4. Geothermie**

- Alleen projecten met een boordiepte van tenminste 500 meter komen in aanmerking voor SDE+.
- Aangeven wat een passende minimale diepte is voor ultradiepe geothermie.
- Rekening houden met de garantieregeling geothermie.

#### **B.2.2.5. Waterzuivering**

- Bij de bepaling van de referentie-installatie van de categorie verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringen uitgaan van de goedkoopste techniek die toegepast kan worden bij zowel bestaande installaties die meer biogas willen gaan proberen als nieuwe installaties die zich richten op de vergisting van secundair slib.
- Categorie opnemen voor conventionele productie van groen gas

#### **B.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.
- Geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opnemen binnen één categorie.

##### *Aandachtspunten 2019 t.o.v. 2018:*

- 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 2019 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.
- Vanwege hogere kostprijs geen advies uitbrengen voor een aparte categorie voor pyrolyse olie.
- Interesse peilen en doorrekenen van een categorie ketel > 5 MWth op B-hout
- Geen advies uitbrengen voor wkk installaties op basis van thermische conversie.

#### **B.2.2.7. Vergisting**

- Hernieuwbaargas-, 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 2019 t.o.v. 2018:*

- Uitgebreide analyse van vergistingscategorien (GFT-vergisting, VGI-vergisting, co-vergisting, monomestvergisting).
  - o Hoe omgaan met continue mix van 100% co-producten (= allesvergisting) via co-vergisting naar 100% mest (= monomestvergisting).
  - o Is een aparte categorie covergisting naast allesvergisting en monomestvergisting nog wenselijk?
- Categorie verlengde levensduur van SDE-installaties opnemen.

### **B.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 biomassa-prijzen 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 biomassa-prijzen uit 2014 die voor de standaard inflatie (CPI) worden gecorrigeerd.

### B.2.3. 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 energie-prijzen 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 afzonderlijk windenergie, windenergie op zee en zon-PV wordt advies gegeven over de hoogte van deze kosten. Deze profiel- en onbalanskosten worden generiek voor heel Nederland bepaald.

### B.2.4. 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 nieuwe categorieën geeft PBL advies over de berekeningswijze van het correctiebedrag.
- De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-PV worden apart bepaald.

#### *Aandachtspunten 2019 t.o.v. 2018:*

- Uitgebreid advies voor het correctiebedrag van grootschalige warmteprojecten.
  - o waarbij recht wordt gedaan aan verschillende situaties (bv. bestaande stadsverwarming, nieuwe stadsverwarming, industrie, glastuinbouw, etc.).
  - o advies over mogelijkheden om dit in de regeling te verwerken, daarbij rekeninghoudend met de uitvoerbaarheid en duidelijkheid van de regeling.
  - o speciale aandacht voor helder onderscheid tussen correctiebedrag (marktprijs warmte) en basisbedrag (kostprijs hernieuwbare energie)
- Onderzoeken of het ook voor andere categorieën nodig en mogelijk is om een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik te hanteren.



# Bijlage C Reactie op schriftelijke consultatie

Deze bijlage geeft een overzicht van de ingekomen consultatiereactie en de wijze waarop wij de reacties hebben verwerkt. De consultatiereacties zijn gegroepeerd naar de onderwerpen: algemeen, financiering, correctiebedragen en basisenergieprijzen, zon-PV, zonthermie, wind-energie, biomassaverbranding en -vergassing, vergisting van biomassa en geothermie.

## C.1 Algemeen

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Algemeen (berekeningskader)	Het basisidee van de SDE is dat deze techniekneutraal is. Toch lijken er in de aannames en kaders keuzes te worden gemaakt die een sturend effect hebben. De rekenmethode voor de onrendabele top moet ons inziens techniekneutraal zijn. Eventuele prioriteiten voor bepaalde technologieën moeten via beleidsbeslissingen gemaakt worden.	De afbakening van het systeem waarvoor de onrendabele top berekend wordt, wordt door ons bepaald. Daarbij houden we rekening met de algehele kaders van de SDE, bijvoorbeeld de techniekneutraliteit. Als andere kaders nodig zijn, worden deze door EZK geformuleerd. Deze zijn dan te vinden in de bijlage B van dit rapport met uitgangspunten.
Algemeen (verbreding SDE+)	In dit consultatiedocument staat niets over de verbreding van de SDE+.	De verbreding van de SDE+ is geen onderdeel van de adviesvraag voor de SDE+ 2019.
Algemeen (consultatie)	Uit de stukken lijkt dat er voor de financiële uitgangspunten geen consultatie bij Nederlandse banken heeft plaatsgevonden. In hoeverre is dat gedaan?	Wij doen geen uitlaten over onze gesprekspartners in de consultatie.
Algemeen (basisprijspremie)	Vorig jaar was er geen basisprijspremie meegenomen voor warmteopties. Hoe is dat voor deze consultatie besloten?	In het conceptadvies SDE+ 2018 is de basisprijspremie voor warmteopties berekend op (afgerond) 0,000 €/kWh. In het eindadvies SDE+ 2018 is deze premie herberekend op 0,001 €/kWh. Deze laatste waarde wordt ook voor de SDE+ 2019-adviezen gebruikt, zie notitie ECN-N--17-026, Basisprijzen en basisprijspremies SDE+ 2018.
Algemeen (systeemafbakening)	"de aansluitkosten van een project op dit distributienet (incl. de aanleg van de leiding ernaar toe) wordt wel meegenomen" Geldt dit voor alle hernieuwbare-warmteopties?	Dit is inderdaad het geval. Leidingwerk (buiten de <i>battery limits</i> van de installatie) wordt niet meegenomen.
Algemeen (consultatieproces)	Onze brancheleden en wij hebben sinds het begin van de SDE (+)-marktconsultaties input gegeven op adviezen, maar wij zien de inspanningen zelden terug in aanpassingen in de Regeling. Desalniettemin zijn deze punten ons inziens belangrijke factoren in het onvoldoende realiseren van duurzame-energieproductiedoelstellingen in Nederland, ondanks de forse verruiming van de SDE+-budgetten in de afgelopen jaren.	Na afloop van de marktconsultatie heeft PBL, meer dan in vorige jaren, de input uit de marktconsultatie in algemene en anonieme vorm besproken met EZK. Dit biedt meer zekerheden dat signalen, die buiten de context van de adviesvraag van PBL vallen, toch door EZK in de regeling verwerkt kunnen worden.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Algemeen (uitgangspunten)	Het uitgangspunt "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." is een wonderlijke stellingname en een contradictio in terminis.	Er wordt niet geponeerd dat een innovatieve technologie een betrouwbare technologie is. In het uitgangspunt zelf is in de tweede zin al praktische uitleg gegeven over de betekenis voor de adviesvraag.
Algemeen (dataverzameling)	Er wordt uitgegaan van de gegevens uit de exploitatieberekeningen bij de aanvraag van de SDE+ subsidie. Dat is zeer gevaarlijk, want exploitatiemodellen worden ingevuld om op simpele en snelle wijze een SDE+-beschikking te ontvangen en heeft vaak niet zoveel met de werkelijkheid te maken. Ik zou eerder kijken naar kasstroommodellen die banken ontvangen van ontwikkelaars, want die moeten waarheidsgetrouw zijn, aangezien er consequenties aan verbonden zijn indien deze niet zouden kloppen.	We gaan ervan uit dat informatie die aan de overheid wordt aangeleverd om subsidie van de overheid te ontvangen, zo eerlijk als mogelijk wordt ingevuld. Wel erkennen dat definitieve exploitatieberekeningen bij de financial close kunnen verschillen van voorlopige exploitatieberekeningen bij de SDE+-aanvraag. Waar mogelijk gebruiken wij dus ook andere informatiebronnen.
Algemeen (openstelling)	De bedragen voor de najaarsronde 2018 zijn in mei 2018 voor het eerst officieel kenbaar gemaakt. Dit is te kort voor de openstelling en nadelig omdat een groot deel van de kosten reeds gemaakt zijn.	De communicatie over de SDE+-openstellingen is een verantwoordelijkheid van EZK.
Algemeen (consultatie)	De consultatieperiode is te kort. Er is minder dan twee weken beschikbaar gesteld. Dit ontnemt ons de kans om met de achterban een goed gecoördineerde reactie op te stellen.	We streven naar een consultatieperiode van drie weken. Dit jaar is dat inderdaad niet gelukt, maar we hebben geprobeerd om dat met maatwerk op te vangen. We zijn dankbaar dat men het vaak voor elkaar heeft gekregen om waardevolle bijdrages te leveren een deze consultatie.
Algemeen (nieuwe categorie)	De potentie van aquathermie is 25 tot 40 % van de Nederlandse warmtevraag (woningen en kantoren). In bijna alle Nederlandse steden is oppervlaktewater aanwezig waarmee warmte kan worden geleverd al dan niet in combinatie met WKO, ook biedt het riool en effluent van RWZI een aanzienlijke potentie voor het leveren van warmte. Aquathermie biedt hiermee een lokaal en nog onbenut alternatief voor aardgas. De technologie is niet nieuw, maar nog nooit echt op grote schaal toegepast. Door de ambities rond aardgasvrije wijken is er vernieuwde aandacht voor de technologie. En op dit moment worden er diverse businesscases uitgewerkt en zijn er projecten die richting realisatie worden gebracht. Bij veel van deze cases wordt een centrale opwekking met een warmtepomp toegepast in combinatie met een warmtenet.	Naar aanleiding van deze consultatiereactie hebben we aquathermie als SDE+-categorie voor Thermische energie uit oppervlaktewater doorgerekend. Wij adviseren echter om deze categorie nog niet open te stellen. In deze consultatiebijdrage wordt aquathermie benaderd vanuit het perspectief van het verduurzamen van de gebouwde omgeving. De huidige SDE+ richt zich echter op het zo goedkoop mogelijk hernieuwbare energie produceren. De belangrijkste reden waarom wij echter adviseren om deze categorie nog niet open te stellen, is dat warmtekoudeopslag een integraal onderdeel vormt bij een kostenefficiënt toepassen van deze techniek, zie het rapport Aanvullende berekeningen SDE+ 2019.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>De businesscases hebben wisselend resultaat, nieuwbouw levert doorgaans een redelijk resultaat zeker ten opzichte van <i>All-electric</i>-oplossingen. Bij vervanging van aardgas en het aansluiten van bestaande woningen is de energiedichtheid van de wijk zeer bepalende voor het resultaat en is een case soms moeilijk rond te rekenen, zeker als er ook nog aanvullende isolatiemaatregelen nodig zijn. Vaak zijn de aanleg van het warmtenet, of de kosten voor de warmtepomp aanzienlijk.</p> <p>In verschillende businesscases hebben wij lagetemperatuurwarmtenetten (&lt;25 °C) met individuele warmtepompen met ISDE afgezet tegen centrale warmtepompen met middentemperatuurwarmtenetten (40-70 °C), hierbij is het resultaat van de centrale variant beter (berekend zonder subsidie als mogelijk SDE+ of ISDE). Het rendement is echter te laag voor commerciële partijen om in te stappen. Dit werkt op dit moment zeer belemmerd voor de ontwikkeling van aquathermie.</p>	
Algemeen (communicatie)	De vraag of er voor het vaststelling van de basisbedragen al gecommuniceerd wordt wat de beslissingen zijn en of het bedrag nog verder gaat dalen.	De verdere communicatie rondom vaststelling van het basisbedrag zal vanuit EZK lopen.
Windenergie (EU-samenwerkingsmechanismen)	EU samenwerkingsmechanismen (ECMs) worden gereguleerd in de kader van de RES-richtlijn (2009/28/EU) en bieden de EU lidstaten de mogelijkheid om grensoverschrijdende steun overeenstemming te bereiken voor hernieuwbare energiedoelen. Verzoek om dit via de SDE+ te accommoderen.	De standpuntbepaling in de Tweede Kamer geeft aan dat de Nederlandse overheid niet bereid is stappen te ondernemen om deze mechanismen te gebruiken bij het behalen van de 2020-doelstellingen voor hernieuwbare energie.
Algemeen (vormgeving SDE+)	De SDE+-regeling wijkt af van de meeste ondersteuningsprogramma's voor hernieuwbare energie in Europa, omdat er geen indexering van de prijs is. De SDE+-subsidies kunnen daarom hoog lijken in vergelijking, maar deze weerspiegelen niet de werkelijke prijs gedurende de volledige levensduur van het project. Het kan mogelijk zijn dat projecten in Nederland commercieel rendabel blijven bij lagere SDE+-basisbedragen, mits deze bedragen gekoppeld worden aan een inflatiefactor.	We zijn het eens met de opmerking dat subsidieniveaus in verschillende landen niet zomaar met elkaar vergeleken kunnen worden. Bij het opstellen van de adviezen kijken we wel naar de kosten in andere landen, maar niet naar de subsidies. En als we naar de kosten kijken, proberen we te compenseren voor landspecifieke verschillen. Het voorstel om SDE+-basisbedragen te indexeren geven we door aan EZK.
Algemeen (zon-PV)	Om de kwaliteit van de inschrijvingen te verhogen, moet er gewerkt worden met een waarborgsom bij inschrijving.	Dit is doorgegeven aan EZK.
Algemeen (rangschikking)	De ranking moet gebaseerd worden op subsidiebedrag (onrendabele top) in plaats van het basisbedrag,	Dit is doorgegeven aan EZK.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	uitgaande van een redelijke inschatting van de correctiebedragen. De reden om dit te bepleiten is dat Zon PV een hoger correctiebedrag heeft in vergelijking met andere technologieën en omdat het doel van de SDE+ is om kosteneffectief te sturen op zo weinig mogelijk subsidie. Sturen op zo laag mogelijk basisbedrag geeft geen gelijk speelveld meer.	
Algemeen (biomassaprijzen)	In de uiteindelijke correctiebedrag berekeningen wordt er nu niet gecorrigeerd voor een daling/stijging van de biomassaprijs. Door de wisselende biomassaprijzen en gelimiteerde marktomvang, kunnen projecten uit verschillende SDE+-rondes voordeel of nadeel hebben. Dit kan ertoe leiden dat gerealiseerde projecten stilgezet worden. Dit blijft een aandachtspunt. Wordt er onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om dit effect te dempen? In ieder geval pleit dit risico voor voorzichtigheid in het verlagen van basisbedragen.	De biomassaprijzen en de wisselvalligheid daarvan, worden verrekend in de basisbedragen, niet in de correctiebedragen. In de uitgangspunten staat: "Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie." Bij de basisbedragen houden we rekening van de risico's van de toekomstige biomassaprijzen.
Algemeen (uitgangspunten)	In afwijking van de categorie-definities Voorjaar 2018 wordt de categorie "gebieds-SDE+" toegevoegd om projecten mogelijk te maken die te kampen hebben met tijdelijke netcapaciteitsbeperkingen.	Het verzoek heeft niet geleid tot aanpassing van de uitgangspunten.
Algemeen (uitgangspunten)	Invoegen: Er wordt wel rekening gehouden met een aanpassing van de vollasturenberekening vanwege (tijdelijke) netcapaciteitsbeperkingen. Hiertoe wordt een correctiefactor vastgesteld per project op basis van de niet-geproduceerde elektrische energie onder de beperkingen die de netbeheerder (tijdelijk) heeft opgelegd.	Het verzoek heeft niet geleid tot aanpassing van de uitgangspunten.

## C.2 Financiering

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Financiering (rente op lening, zon-PV)	Voor grote zon-PV-projecten (>5 MWp of portfolio) is de huidige rente minimaal 2,2% (inclusief groenkorting) voor de eerste 10 jaar en stijgend. Voor jaar 11 tot en met 15 geldt een opslag van 3-7%. Kleinere projecten hebben hogere rentes.	De rente op de lening voor zon-PV is aangepast van 2,0% naar 2,5%.
Financiering (restwaarde)	De looptijd is gekoppeld aan de economische levensduur; met de introductie van de technische levensduur en restwaarde bij sommige technieken lijkt er sprake van een andere benadering, die rechtvaardigt ook naar langere looptijden te kijken.	De economische levensduur is gelijk aan of langer dan de looptijd van de lening. We hebben geen indicaties dat de looptijd van de lening in zijn algemeenheid langer is dan de subsidieduur.
Financiering (restwaarde)	Projecten hebben een restwaarde na 15 jaar, maar die restwaarde wordt ingeschat als erg laag en onvoorspelbaar omdat de profiel- en	De restwaarde wordt in grote mate bepaald door de elektriciteitsprijs na 15 jaar. Hiervoor gebruiken we de prijsberekeningen in de NEV,

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>onbalanskosten toenemen. De restwaarde is ook geen factor bij financieringsafwegingen. Banken en andere financiers kijken vooral naar de DSCR, die nu te laag wordt. We stellen voor om de periode waarover gerekend wordt aan te laten sluiten op financiële producten en het rekenen met de onvoorspelbare restwaarde te laten vervallen.</p> <p>Een andere keuze is om de subsidieperiode naar 20 tot 25 jaar te verlengen. Financiële producten kunnen zich hierop aanpassen, zoals dat ook in Duitsland gebeurt. Daar zijn ook PPA's van 25 jaar inmiddels mogelijk. Dit leidt in Duitsland tot aanzienlijk lagere kosten per kWh dan in Nederland.</p>	<p>waarin ook de toekomstige profielkosten worden berekend.</p> <p>De keuze om de extra netto inkomsten na 15 jaar te verrekenen in het basisbedrag, is door EZK als uitgangspunt meegegeven. We hebben geen informatie dat wind- of zonne-energie hierdoor onfinancierbaar zou worden.</p>
Financiering (rendement op vreemd vermogen)	De inventarisatie van rentes op vreemd vermogen laat twee duidelijke pieken zien, echter de 2,5% wordt gehandhaafd voor alle technieken. Waarom wordt er niet de 5% gehanteerd voor die categorieën waar deze veel voorkomt?	De hogere piek rond 5% is gekoppeld aan eigenschappen van het project of van de projectontwikkelaar die niet te generaliseren blijken te zijn. Daarom handhaven we de aanpak van een generieke rekenrente.
Financiering (rendement op vreemd vermogen)	De rentevoet is historisch laag en kan dus eigenlijk alleen maar omhoog gaan. Mogelijke kortetermijnrentestijging kan significante impact op de financierbaarheid van een zon-pv project tot gevolg hebben.	De rente op de lening is verhoogd van 2,5% naar 3,0%.
Zon-PV (rente op lening)	In tabel 2 staat dat de gewogen kapitaalkosten (WACC) voor zon-PV-projecten reëel 2% is. Aangezien banken vandaag de dag meer dan 2% rente vragen op zon-PV-projecten, lijkt het lastig om aan een gewogen kapitaalslast van 2% te komen.	De rente die een bank vraagt, moet als nominale rente gezien worden. Het verschil tussen reële rente en nominale rente wordt door de inflatie bepaald. Zowel nominale rente of inflatie is in het eindadvies met 0,5 procentpunt gestegen. De reële rente is ongewijzigd gebleven.
Financiering (rendement op eigen vermogen)	<p>De uitkomst van de CAPM-methode om het rendement op eigen vermogen uit te rekenen, lijkt sterk afhankelijk van de onderliggende statistische data. Vragen daarbij zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zijn er voldoende referentiebedrijven?</li> <li>• Zijn in deze lijst partijen oververtegenwoordigd met portfolio's van overgenomen projecten waarbij een groot deel van de risico's reeds zijn weggenomen?</li> <li>• Zijn die voldoende representatief voor de Nederlandse situatie met het Nederlandse beleid?</li> <li>• Is een benadering ex-post adequaat om in dit zeer dynamische investeringsklimaat iets over de toekomst te zeggen?</li> </ul> <p>Om tot een representatieve uitkomst te komen voor NL zouden veel meer ondernemingen moeten worden meegenomen, ook met marktkapitalisatie van &lt;100 miljoen USD.</p>	We erkennen de aandachtspunten bij toepassing van de CAPM-methode. Voor het eindadvies is de CAPM-methode niet gebruikt.
Financiering (rendement op eigen vermogen)	De bedrijven die zijn onderzocht in de studie van het PBL zijn met	We erkennen de aandachtspunten bij toepassing van de CAPM-

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	name bedrijven die operationele zonneparken hebben gekocht. Het berekende rendement reflecteert een rendement voor aankoop van een operationeel zonne-park met track-record waar het ontwikkel- en constructierisico al lang uit is. Dit zou dus niet een accurate benchmark mogen zijn voor een dergelijke berekening.	methode. Voor het eindadvies is de CAPM-methode niet gebruikt.
Financiering (restwaarde)	Worden de profiel- en onbalanskosten voor 15 of 20 jaren berekend of worden de profiel- en onbalanskosten van vandaag gebruikt?	De profielkosten voor de jaren 16 tot en met 20 worden gebruikt, zoals berekend in de laatste NEV. Dit zijn de jaren 2035-2039. Omdat de NEV tot 2035 rekent, is de reële waarde in de jaren 2036-2039 gelijk aan die van 2035 verondersteld. De NEV rekent geen onbalanskosten uit. Daarvoor wordt een vaste waarde van 0,004 €/kWh gehanteerd, gebaseerd op de huidige kosten.
Financiering (windenergie)	Uit de CAPM-methode komt een rendement op eigen vermogen tussen de 7% en 11%. Is hierbij rekening gehouden met alle overige kosten die uit het rendement op eigen vermogen betaald moeten worden, zoals ontwikkelingskosten, ontwikkelingskosten van niet generaliseerde projecten, financieringskosten, NWEA-gedragscode (participatiekosten), DSRA (6 maanden), renteverhoging na 5 jaren (SWAP). Wanneer al deze kostenposten meegenomen zouden worden in de investeringskosten dan is een rendement op eigen vermogen tussen de 7% en 11% best redelijk.	De CAPM-methode is in het conceptadvies gebruikt om de gebruikte rendementen op alternatieve wijze te kunnen toetsen. Sommige van de genoemde kosten worden inderdaad geacht uit het rendement betaald te moeten worden. Daarmee zou het rendement waarmee wij rekenen, hoger moeten zijn dan de uitkomst van de CAPM-methode. De CAPM-methode zelf gaf bij de eerste exercitie nog een grote spreiding te zien. De consultatiereacties bevestigden ons dat het moeilijk zou zijn om in korte termijn met een nauwkeurigere en gedragen berekening te komen. In de kern geeft deze consultatiereactie weer, waarom we menen dat de uitkomsten van de CAPM-berekeningen de rendementen op eigen vermogen die we hanteren in het SDE+-advies, bevestigen of althans niet ontkrachten.
Financiering (rente op de lening, windenergie)	Voor wind op land is de groenfinanciering niet generiek van toepassing, omdat de regels voor groenverklaring door RVO zijn aangescherpt naar een project-IRR van 4,4% als benchmark (op basis van 100% financiering uit eigen vermogen).	Groenfinanciering is nu inderdaad meegenomen. Signaal van de markt is dat bij windprojecten groenfinanciering wel degelijk van toepassing is.
Financiering (rendement op eigen vermogen)	"Gegeven de tegengestelde bijstellingen, zien we onvoldoende aanleiding om de parameterisering in het conceptadvies aan te passen." Wat bedoelen jullie hier precies?	Hiermee wordt bedoeld dat het rendement op eigen vermogen en het rendement op vreemd vermogen verschillende kanten opgaan
Financiering (WACC)	Deze WACC staat historisch laag en kan alleen maar omhoog de komende jaren. Deze zijn gebaseerd op een rente van 2% en een rendement op eigen vermogen van 14,5%. Met de RVO-aanpassing krijgen nieuwe projecten geen groenfinanciering meer, dan ligt je <i>all-inn</i> rente nu al boven de 2%. Ook krijg je niet altijd over je hele investering een groenkorting.	De financiële parameters zijn aangepast met een rendement op eigen vermogen van 15,0% en een rente op de lening van 2,5%.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Financiering (inflatie)	Inflatie 1,5%: Nederlandse bank die streeft naar 2%. Beter om voor zo'n lange periode 2% aan te houden.	De inflatie is aangepast naar 2%.
Financiering (inflatie)	Inflatie van 1,5% wordt gezien als laag.	De inflatie is aangepast naar 2%.
Financiering (zon-PV, rente op de lening)	De rentevoet van 2% is niet haalbaar. Een voet van 2,5% is beter en zelfs dit is alleen maar voor de grotere projecten. De financiële aannames zoals gebruikt, zijn daarmee niet representatief voor de realiteit.	De rente op de lening voor zon-PV-projecten is verhoogd van 2,0% naar 2,5%.
Financiering (rente op lening, zon-PV)	Er wordt in het concept advies gerekend met 2,0 tot 2,5% rendement op vreemd vermogen. De rente is de praktijk van projecten is vaak hoger. We zien 2,5 tot 3,5% als veelvoorkomende rentes in onze sector, maar hoger komt ook voor. Daarnaast komen ook achtergestelde leningen als vorm voor, met een rente van 3,5 tot 6,0% (Duurzaminvesteren).	De rente is verhoogd van 2,0 naar 2,5%. In de versimpelde cashflow houden we geen rekening met achtergestelde leningen, maar gebruiken we enkel eigen vermogen en vreemd vermogen om tot een representatieve WACC te komen als maat voor kosten van kapitaal.
Financiering (rendement op vreemd vermogen)	De kosten voor verschillende posten zoals afsluitprovisie, leges en onderzoek moet gehaald worden uit het rendement op eigen vermogen. Bij iedere investering moeten alle kosten en opbrengsten worden meegerekend. Kosten die "uit het rendement" betaald moeten worden drukken net zo hard op het rendement als kosten die direct worden meegenomen in de rendementsberekening. Uitgegaan wordt van een rendement op eigen vermogen van 11,5% - 14,5%. De markt hanteert echter een definitie van rendement inclusief alle daadwerkelijke gemaakte kosten. Dit is voor de lezer verwarrend: welk rendement worden nu daadwerkelijk gehanteerd voor het eigen vermogen?	De definitie van rendement op vreemd vermogen enerzijds en de definitie van de CAPEX anderzijds, wijken inderdaad af van de invulling die deze termen in een gebruikelijke doorrekening van een businesscase. De omrekening is niet recht-toe-recht-aan, omdat het rendement op eigen vermogen ook doorwerkt in de verdiscontering van de cashflow.
Financiering (rendement op eigen vermogen)	Er wordt hier een modelmatige factor (bèta) berekend, op basis waarvan de benodigde rendement op eigen vermogen vastgesteld wordt. De bèta wordt bepaald op basis van bedrijven in de sector, terwijl de benodigde rendement op vermogen over een project gaat. Dit roept de vraag op of hier geen appels met peren worden vergeleken.	In zekere zin gaat het om een vergelijking tussen een enkel project en een portfolio aan projecten. Een investeerder belegt uiteindelijk in een portfolio aan activiteiten. Specifieke projectrisico's komen ook terug in andere variabelen, zoals de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen.
Financiering (projectfinanciering)	Slechts weinig ondernemingen willen hun eigen balans lenen voor het financieren van forse zonne-energiesystemen op hun dak. De ondernemingen hebben een veel hogere rendementsverwachting voor hun werkkapitaal. Zonneparken worden sowieso middels projectfinanciering gerealiseerd. Dit zijn financieringen die volledig op zichzelf staan en geen relatie hebben tot het rendement van een onderneming. Het karakter van de projectfinanciering is dat alle opbrengsten en kosten binnen het project vallen en er niet	Projectfinanciering is ook inderdaad het uitgangspunt voor de berekeningen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	op de balans van een andere onderneming kan worden teruggegrepen.	
Financiering (rendement op vreemd vermogen, zon-PV)	Het advies hanteert 2% rente op vreemd vermogen. Wij betalen [x]%. Daarnaast is de rente reeds aan het stijgen en zal naar verwachting verder stijgen.	De rente op de lening is verhoogd van 2,0% naar 2,5%.
Financiering (afschrijvingstermijn)	Afschrijvingstermijn: Onze fiscalist verwacht dat een afschrijvingstermijn van 15 jaar niet acceptabel zal zijn voor de belastingdienst. Wij verwachten dat 18,5 jaar een fiscaal geaccepteerde afschrijvingstermijn bedraagt.	We stellen de afschrijvingstermijn gelijk aan de termijn van de lening, die we weer gelijkstellen aan de subsidieduur. We zullen blijven monitoren hoe de belastingdienst oordeelt. Overigens kan het ook voorkomen dat er versneld mag worden afgeschreven, waar we tevens geen rekening mee houden.
Financiering (restwaarde)	De analyseperiode wordt naar 20 jaar verlengd. De laatste 5 jaar van deze periode kent een project geen SDE+ meer, die als <i>hedge</i> -mechanisme kan optreden voor fluctuerende elektriciteitsprijzen. Dit impliceert dat het prijsrisico apart ingeprijsd wordt. Met deze <i>hedge</i> -kosten, die hoog uitvallen bij aanneming van een hoge elektriciteitsprijs en grote onzekerheid, wordt onterecht geen rekening gehouden. Indien EZK per se wil uitgaan van een exploitatieperiode van 20 jaar, dan is het meer dan logisch dat ook deze kosten meegenomen worden.	We proberen een zo accuraat mogelijke kosteninschatting te maken van een langere exploitatieperiode. Wel hebben we aanwijzingen dat ook de markt financiële voordelen ziet in het langer exploiteren van een installatie. We zijn ons bewust van het genoemde risicoaspect, maar we hebben hier niet expliciet voor gecorrigeerd, anders dan de wetenschap dat deze opbrengsten al sterk verdisconteerd terugkomen in de cashflow.
Financiering (restwaarde)	Voor de lange termijn wordt door PBL een elektriciteitsprijs van 0,048 € / kWh gehanteerd. Ons bekende prijscurves geven een prijsniveau weer dat significant lager is. PBL gaat ervan dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van het NEV2017 'voorgenomen beleid'. Wij zijn gaarne bereid om opnieuw de discussie te voeren of dit uitgangspunt wel het juiste beeld van de werkelijkheid schetst; juist omdat de gehele sector een ander uitgangspunt hanteert.	Ons huidige beeld is dat de lange-termijnprijs uit de NEV2017 juist wat aan de lage kant is; zie de doorrekening van het klimaatakkoord in PBL-rapport 3407 (Van Hout M., Koutstaal P., Ozdemir O. (2018), Achtergrondrapport Analyse Elektriciteit t.b.v. Voorstel voor Hoofdpijnen van het Klimaatakkoord, Den Haag: PBL).
Financiering (vergisting)	Het valt op dat met de geadviseerde subsidiebedragen de rentabiliteit van alle vergistingscases te laag is om de benodigde investeringen terug te verdienen. Met de input van het concept advies hebben wij virtuele cases doorgerekend, waarbij terugverdientijden tussen 8-10 jaar zitten. Dit zou 5 - 6 jaar moeten zijn om voldoende rendement te hebben.	Uitgangspunt is een marktconform rendement op het geïnvesteerde eigen vermogen, niet noodzakelijk een maximale terugverdientijd.



## C.3 Correctiebedragen en basisenergieprijzen

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Zon-PV (correctiebedrag)	Vorig jaar is een apart correctiebedrag voor eigen gebruik geïntroduceerd. We nemen aan dat voor 2019 dezelfde uitgangspunten voor dit aparte correctiebedrag worden gehanteerd als in 2018.	Dat is een correcte aanname. Zie bijlage A voor de berekeningswijze.
Algemeen (basisprijs)	De basiselektriciteitsprijs hangt af van elektriciteitsprijzen tot 2030 en verder. De onzekerheden in de elektriciteitsprijs richting 2030 zijn groot en worden met de klimaat- en energieambities alleen maar groter. Waarom is hier geen gewogen gemiddelde voor gebruikt, waarbij de eerste 5 jaar zwaarder tellen. Dit is een betere weergave van de onzekerheden die hierbij meespelen.	EZK heeft als uitgangspunt meegegeven "De langetermijnenergieprijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële energieprijzen in de komende 15 jaar." (zie bijlage B) Voor het advies is niet de definitie van de basisenergieprijs van belang, maar dat de basisprijspremie afgestemd is op de basisenergieprijs.
Zon-PV (profiel- en onbalanskosten)	In de presentatie voorafgaand aan de <i>kick-off</i> van 7 mei werd uitleg gegeven over de verschillen tussen wind en zon in profiel- en onbalanskosten. Wij plaatsen vraagtekens bij deze verschillen.	Voor de profielkosten nemen wij in het SDE+-advies de profielkosten over zoals berekend is de laatste NEV. Daar staat ook duiding over deze kosten. Voor de onbalanskosten wordt een constante kostenpost van 4 €/MWh verondersteld, gebaseerd op huidige waarnemingen.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong)	Er moet meer transparantie komen over de prijs van GvO's. Er is geen neutraal en gezaghebbend handelsplatform waar de waarde van GvO's op wordt bepaald. Pas als er zoiets komt, kan van een marktprijs voor GvO's gesproken worden	Dat er geen handelsplatform is, wil niet zeggen dat er geen prijs is. De afwezigheid van een handelsplatform maakt het niet onmogelijk om de prijs van GvO's te verrekenen in de subsidies, alleen maakt de afwezigheid het moeilijker om de correctie ex-post jaarlijks en gegarandeerd consistent uit te voeren.
Zon-PV (correctiebedrag)	Met name kleine projecten met een hoog eigen verbruik zijn niet rendabel te maken. In die zin is een hoger basisbedrag voor projecten onder de 1MWp een soort goedmarktje. Wij hebben ook vele klanten met panden met een dakoppervlakte van 80.000 m <sup>2</sup> die een verbruik hebben van 6.000.000 kWh per jaar door koeling en robotisering. Ook deze projecten kunnen niet uit wanneer er sprake is van een hoog direct verbruik. Wij pleiten dus voor een lager correctiebedrag voor eigen verbruik.	Het basisbedrag is afgestemd op de productiekosten en het correctiebedrag is afgestemd op de prijs van de elektriciteit. Deze berekeningen staan in beginsel los van elkaar. De berekeningen worden gemaakt voor een partij die zelf zon-PV-panelen aanlegt om het eigen gebruik te verminderen, ze zijn niet gemaakt op een partij die voor anderen zonnepanelen neerlegt om andermans eigen verbruik te verminderen. In de nieuwe categorie voor zon op dak (> 1 MWp) is evenwel niet gerekend met het voordeel van vermeden transportkosten (vanwege een substantieel grotere referentie-installatie). Projecten van net even boven de 1 MWp hebben dit voordeel vaak wel.
Correctiebedragen (profiel- en onbalanskosten)	Hoe worden de profiel- en onbalanskosten van windenergie en zon-PV bepaald.	Van marktpartijen ontvangt het PBL vertrouwelijke en marktgevoelige data over hun werkelijke productie en hun <i>day-ahead</i> productieverwachtingen. Versimpeld geformuleerd, berekenen we hiermee wat de gemiddelde inkomsten zijn op de <i>day-ahead</i> markt ten opzichte van de gemiddelde marktindex (profielkosten) en welke kosten ge-

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Correctiebedragen (profiel- en onbalanskosten)	<p>De geproduceerde elektriciteit kan verkocht worden aan energieleveranciers met kolen- of gascentrales die de mogelijkheid hebben hun onbalans te sturen en leveranciers die geen eigen centrales hebben. De projectontwikkelaar zoekt een risicoverminderende PPA met liefst een prijs die beter is dan het correctiebedrag. De energie-afnemer zonder eigen energiecentrales wordt daarbij beboet omdat zij niet kunnen sturen op de onbalans en tegelijkertijd bemoeilijkt in het afsluiten van een PPA met de producent van deze energie. Tevens wordt een energie-afnemer met de in de ogen van de huidige regering ongewenste kolencentrale op deze manier bevoordeelt, wat eveneens niet de bedoeling kan zijn.</p> <p>Er zouden daarom twee aparte profiel- en onbalansfactoren moeten komen die afhankelijk zijn van de energie-afnemer. Bij verkoop van de stroom aan een energie-afnemer zonder eigen centrales zou een hogere [lagere, red.] profiel- en onbalansfactor en lagere basisenergieprijs passen.</p>	<p>maakt moeten worden op de onbalansmarkt om de afwijkingen in de productieverwachting te corrigeren (onbalanskosten).</p> <p>De profiel- en onbalanskosten worden berekend op partijen die geen leverancier zijn en zelf geen andere productieportefeuille hebben en daarmee geen mogelijkheid hebben om onbalans intern te verwerken. Dit komt tegemoet aan het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten met de SDE+ realiseerbaar moet zijn.</p> <p>We delen overigens niet volledig het geschetste voordeel dat projecten van bedrijven met een grote productieportefeuille zouden hebben. Los van de omvang van de voordelen, zullen de handelsvoordelen van een portefeuille zich niet per se laten vertalen in een voordeel voor hernieuwbare-energieprojecten.</p>
Correctiebedragen (grootschalige warmte)	<p>Het correctiebedrag voor installaties die grootschalig warmte leveren moet terug naar 70% van de TTF. De wijziging die in de SDE+ voorjaar 2018 is doorgevoerd van 70% naar 90% van de aardgasprijs maakt het merendeel van de businesscases negatief.</p>	<p>Het onderzoek naar het correctiebedrag voor grootschalige warmte heeft nog niet tot een concreet beleidsadvies kunnen leiden. De tussentijdse conclusie is wel dat het correctiebedrag voor grootschalige warmte het best gedifferentieerd kan worden. Juist de wijze van die differentiatie vraagt om meer tijd en overleg, ook met belanghebbenden.</p>
Correctiebedragen (garanties van oorsprong)	<p>GvO's spelen een steeds belangrijkere rol voor investeringsbeslissingen, waarbij de waarde van GvO's gebruikt wordt om tegen een lager basisbedrag te kunnen inbieden. Verrekening van de GvO-prijs zal direct doorgerekend worden in verhoging van het gevraagde SDE+-bedrag dus zal effectief geen besparing opleveren.</p>	<p>Wij proberen de juiste kostenstructuur van projecten in kaart te brengen. Merk op de prijs van GvO's afhankelijk is van de technologie. Het is daarmee de vraag of het überhaupt wenselijk is dat er een concurrentievoordeel ontstaat door het niet meenemen van de prijs van GvO's.</p>
Correctiebedragen (garanties van oorsprong)	<p>Als de SDE+-subsidie gedurende de looptijd van een project wordt aangepast voor de waarde van de GvO's, zal dit direct leiden tot een niet ingecalculerd verlies. Dit heeft negatieve impact op de ervaren stabiliteit van de SDE+-regeling. Bij wijziging moeten bestaande beschikkingen onberoerd blijven en moet de markt tijdig geïnformeerd worden, zodat partijen wijzigingen tijdig kunnen meenemen in nieuwe aanvragen.</p>	<p>De minister van EZK heeft eerder per Kamerbrief laten weten dat bestaande beschikkingen niet zullen worden gecorrigeerd voor de GvO-prijs.</p> <p>In 2015 hebben wij geadviseerd (ECN-E--15-070): "Om de markt tijdig te kunnen laten anticiperen op de GvO-verrekening in de SDE+, kan tot een vooraankondiging of een ingangscriterium worden besloten. Zo zouden de GvO-inkomsten kunnen worden verrekend in de</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		SDE+-correctiebedragen, als de GvO-waarde structureel hoger ligt dan 3 €/MWh." Hier voegen we aan toe dat de GvO-prijzen voor zon-PV, voor windenergie en voor hernieuwbaar gas al enige tijd boven de 3 €/MWh lijken te liggen.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong)	GvO's zijn van groot belang voor corporate PPA's. Het vastzetten van contracten voor 15 jaar met klanten gaat alleen als een ontwikkelaar met een vaste prijs voor GvO's kan werken. Als de prijs van GvO's kan schommelen, zal het lastig zijn om corporate PPA's af te spreken en dit is negatief voor de financierbaarheid van projecten.	Prijsstabiliteit is hierbij een samenspel tussen de subsidieregeling en de structurering van marktproducten zoals PPA's. Het is best mogelijk dat huidige PPA's onhandig samengaan met een SDE+ die corrigeert voor de GvO-prijzen, maar dat kan geen argument zijn om dus maar niet voor GvO-prijzen te corrigeren. En in de markt schommelt de prijs van GvO's nu eenmaal.
Basisenergieprijs (langetermijn-elektriciteitsprijs)	Waarom is hier geen gewogen gemiddelde voor gebruikt en de bandbreedtes uit de NEV worden meegewogen zoals we in eerdere consultaties vroegen. Dit is geen moeilijke exercitie en geeft wel een betere langetermijnprijs voor de basisenergieprijsinschatting.	De basisprijsberekening is voorgeschreven door EZK in de uitgangspunten. "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."
Correctiebedragen (garanties van oorsprong, wind-energie)	De waarde van GvO's is volatiel en er is geen centraal prijsbepalingsmechanisme. Er is geen handelsplatform waar de waarde op wordt bepaald. Het is hierdoor lastig om GvO's voor 20 jaar vooruit te verkopen, de markt is daar niet stabiel genoeg voor.	De inbreng wordt meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong, wind-energie)	Er is veel onzekerheid over wat het beleid gaat worden met betrekking tot GvO's, ook op Europees gebied. Het is niet verstandig om de waarde in de basisbedrag-berekeningen mee te nemen.	De inbreng wordt meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong, wind-energie)	De vraag is wat doet de waarde van de GvO's als het land straks vol staat met Zon en Wind.	De inbreng wordt meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong, wind-energie)	Gaat dit ook gelden voor al beschikte projecten, in berekening van correctiebedrag? En als er een handelsplatform komt?	De minister van EZK heeft eerder per Kamerbrief laten weten dat bestaande beschikkingen niet zullen worden gecorrigeerd voor de GvO-prijs.
Correctiebedragen (zon-PV)	Door in de berekening van het correctiebedrag onderscheid te maken tussen netlevering en eigen verbruik worden projectontwikkelaars die daken huren, benadeeld. Als ontwikkelaar verkopen we de elektriciteit achter de meter aan de bouweigenaar, maar we moeten hier wettelijk ODE en EB over heffen.	Deze inbreng is meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (garanties van oorsprong)	Er moet snel duidelijkheid komen over het wel of niet meenemen van GvO's in het correctiebedrag en of dit met terugwerkende kracht ingevoerd zou kunnen worden (de onduidelijkheid hierover verhoogt de investeringonzekerheid).	In de kamerbrief van 4 juli 2017 schreef de minister van EZK: "Zoals ook aangegeven in mijn Kamerbrief over gvo's (Kamerstuk 31 239, nr. 182), zal ik eventuele besluiten omtrent het [...] verdisconteren van de waarde van gvo's tijdig aan de Kamer aankondigen en gelden eventuele wijzigingen uitsluitend voor aanvragen die na deze aankondiging worden ingediend."

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Correctiebedragen (zon-PV, eigen gebruik)	Het is onduidelijk hoe de mogelijkheid van meerdere leveranciers op één aansluiting effect hebben op de bepaling van het eigen verbruik. Ook is het onduidelijk hoe het eigen verbruik wordt bepaald bij een bedrijvenpark met een directe lijn, en meerdere opwekkingsinstallaties. Daarbij speelt dat bij eventueel faillissement van de eigenaar van de aansluiting alsnog ingevoed kan worden door de eigenaar van de opwekinstallatie.	Leidend voor de subsidie-uitbetaling is de garantie van oorsprong die over de productie wordt afgegeven. Paragraaf 4.4 in de toelichting op de aanwijzingsregeling SDE+ najaar 2018 stelt: "CertiQ is door de Minister van Economische Zaken en Klimaat gemandateerd voor de uitvoering van de Regeling garanties van oorsprong voor energie uit hernieuwbare energiebronnen en HR-WKK-elektriciteit (hierna: GVO-regeling) voor wat betreft elektriciteit, HR-WKK-elektriciteit en warmte. CertiQ geeft garanties van oorsprong uit voor netlevering en niet-netlevering van elektriciteit. Op grond van beide certificaten kan subsidie worden verstrekt voor hernieuwbare elektriciteit." Waarbij de regeling over garanties van oorsprong stelt: "garantie van oorsprong voor niet-netlevering: een garantie van oorsprong voor energie uit hernieuwbare energiebronnen die op een installatie of op een directe lijn wordt ingevoed of voor gas uit hernieuwbare energiebronnen dat wordt geleverd aan een bemeterd leverpunt, als bedoeld in artikel 1.1 van het Besluit hernieuwbare energie vervoer 2015".
Correctiebedragen (zon-PV, eigen gebruik)	Wij adviseren ten zeerste om de lagere vergoeding voor eigen verbruik niet toe te passen. Sterker nog wij adviseren om dit juist om te draaien: een lagere vergoeding voor netlevering dan voor eigen verbruik. Dit is vergelijkbaar met de wijze waarop Duitsland de verlaging van haar feed-intarieven heeft georganiseerd en stimuleert opschaling en markwerking ten behoeve van investeringen in <i>smart grids</i> als <i>smart charging</i> . Elke besparing die u hierin denkt te realiseren op SDE+-subsiëring wordt in de toekomst ruimschoots teniet gedaan door extra benodigde investeringen in netverzwaring.	Hoewel de opmerking buiten de context valt van onze adviesvraag, willen we toch opmerken dat de (niet-verbrede) SDE+ als doel heeft de productie van hernieuwbare energie te ondersteunen, niet om te integratie van hernieuwbare energie te ondersteunen via stimuleren van <i>smart grids</i> of door het beperken van de netkosten.
Correctiebedragen (grootschalige warmte)	In veel gevallen kan de gasketel niet als referentie gebruikt worden. Stadsverwarmingsnetten dienen verduurzaamd te worden. De gas-WKK die thans de warmte levert, is de referentie-installatie. Ook bij de industrie is vaak de oude gas-WKK, die nog niet afgeschreven is, de referentie.	We delen de analyse als er een bestaande warmtevoorziening vervangen dient te worden. We geven hier invullen aan door nader onderzoek te verrichten naar differentiatie van het correctiebedrag voor grootschalige warmte.
Correctiebedragen (grootschalige warmte)	Voor het correctiebedrag wordt uitgegaan van de marginale kosten van warmte uit een gasketel ([TTF + energiebelasting] / [gasketelrendement]). Hiermee zou de verdere vergroening van warmtenetten stil komen te staan. Een correctiebedrag van $0,7 * TTF$ is een goede benadering van warmtekosten bij grote warmtenetten, zelfs wat aan	Het onderzoek naar het correctiebedrag voor grootschalige warmte heeft nog niet tot een concreet beleidsadvies kunnen leiden. De tussentijdse conclusie is wel dat het correctiebedrag voor grootschalige warmte het best gedifferentieerd kan worden. Juist de wijze van die differentiatie vraagt om meer tijd en overleg, ook met belanghebbenden. Het genoemde voorbeeld

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	de hoge kant. Voor andere warmteprojecten is een gasketel wel de juiste referentie. Bijvoorbeeld voor de categorie warmte uit vloeibare biomassa. De ondergrens van de categorie warmte uit pellets zou verhoogd kunnen worden naar bijvoorbeeld 30 MW waarmee de categorie zich meer toespitst op grote warmtenetten waarbij een (gas)WKC met elektriciteitsderving voor warmtelevering inderdaad de fossiele referentie is.	(grote warmtenetten met een bestaande gas-WKK en elektriciteitsderving bij de levering van warmte), bevindt zich in onze voorlopige analyse inderdaad aan de onderkant van het prijsspectrum.  Een aanpassing van de SDE+(productie)categorieën om beter aan te sluiten op het correctiebedrag, is één van de mogelijke differentiatieroutes. Voor de volledigheid verwijzen we hierbij ook naar het uitgangspunt: "Bij de keuze van de categorieafbakeningen wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag".
Correctiebedragen (grootschalige warmte)	De berekeningswijze van de correctiebedragen is onjuist en moet teruggedet naar huidige methode. Ten onrechte wordt hier nu naast de gasprijscorrectie ook de energiebelasting opgevoerd om het correctiebedrag te berekenen.	Vanuit de premisse dat een aardgasketel het logische alternatief is voor een installatie voor hernieuwbare warmte, volgt dat ook energiebelasting wordt vermeden als de warmtevoorziening verduurzaamd wordt.
Correctiebedragen (grote ketel op vaste biomassa)	Er wordt genoemd dat de warmte of stoomlevering kan dienen ter vervanging van een WKK. In de praktijk is dit vaak het geval, zeker in de glastuinbouw en bij levering aan een stads/wijkwarmtenet. Het correctiebedrag wordt echter berekend met een gasketel als referentie. Bijna alle grote biomassa-installaties uit recente subsidierondes gaan warmte leveren aan derden. De waarde van die warmte ligt ver onder de gasprijs omdat: <ul style="list-style-type: none"> <li>• De warmte moet concurreren met warmte uit WKK's en restwarmte.</li> <li>• Er warmteverlies optreedt in het warmtenet en de eindklant niet meer dan anders zal betalen.</li> <li>• De warmteprijs af installatie min de eindprijs voor de afnemer ook de kosten (afschrijving en onderhoud) van het warmtenet moet compenseren</li> </ul> <p>Voor de categorie biomassa &gt;5 MWth achten wij daarom de referentie op basis van WKK zoals in de SDE+ 2017 veel beter passend dan een gasketel referentie. Waarom wordt dit aangepast?</p>	Het onderzoek naar het correctiebedrag voor grootschalige warmte heeft nog niet tot een concreet beleidsadvies kunnen leiden. De tussentijdse conclusie is wel dat het correctiebedrag voor grootschalige warmte het best gedifferentieerd kan worden. Juist de wijze van die differentiatie vraagt om meer tijd en overleg, ook met belanghebbenden. Voor de SDE+ 2019 adviseren we nog een generiek correctiebedrag van 90% TTF. Deze berekening is gebaseerd op een WKK-referentie.
Correctiebedragen (grote ketels op biomassa)	Met het omlaag brengen van de subsidie voor ketels op vaste en vloeibare biomassa en het verhogen van het correctiebedrag op basis van TTF wordt de economische haalbaarheid van business cases vanaf twee kanten verkleind. Een oefening leert dat de IRR van een business case, die bij een correctiefactor van 70% van de TTF gasprijs nog 9% is, zakt naar 6,5 en 4% bij correctiebedrag van respectievelijk 90% van de TTF en 110% van de TTF gasprijs.	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Geothermie (correctiebedrag)	Men is van mening dat de wijziging van de correctiefactor zoals die voor 2018 is doorgevoerd, niet de werkelijke situatie en marktwaarde reflecteert en dus moet worden teruggedraaid. Geothermische warmte concurreert met WKK-warmte, maar heeft een nadeel dat zij baseload is, terwijl een WKK zeer flexibel inzetbaar is dus daarmee een grote voorsprong in de markt.	Het correctiebedrag in de SDE+ 2019 is gebaseerd op WKK als referentie (90% x TTF).

## C.4 Zon-PV

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Zon-PV (ondergrens)	Opvallend dat over een eventueel verhogen van de ondergrens voor de SDE+ voor zon-PV niets in het rapport wordt gezegd. Graag horen we de overwegingen hierin.	De samenhang met andere stimuleringsmaatregelen dient bewaakt te worden. Omdat daar bij het schrijven van dit rapport onvoldoende duidelijkheid over was, wordt in het eindadvies geen advies over verhoging van de ondergrens gegeven, enkel overwegingen. In paragraaf 4.1 geven we overwegingen met betrekking tot de ondergrens.
Zon-PV (O&M-kosten)	De hoogte van de jaarlijkse O&M is totaal onrealistisch. Marktpartijen zitten op het dubbele, inclusief preventief en correctief onderhoud, dotatie omvormers, garantieverlenging omvormers, beheer, verzekering en overige exploitatiekosten. Daarnaast betalen wij financieringskosten, kosten voor testen panelen, controle op engineering, oplevering door derde partij en ontwikkelkosten.	De ontvangen informatie over O&M-kosten is verwerkt in het eindadvies. Paragraaf 4.2 geeft een gedetailleerder overzicht van de O&M-kosten dan voorheen.
Zon-PV (dakhuur)	Geen enkele gebouweigenaar zal akkoord gaan met de aangenomen 2500 €/MWp. dat is ongeveer € 0,25/m <sup>2</sup> . Dat gaat geen enkele vastgoedbelegger ertoe bewegen zonnepanelen op zijn dak te nemen. Het hoeft ook geen € 1,50 te zijn, maar iets ertussenin lijkt waarschijnlijker.	Op grond van de door EZK opgestelde uitgangspunten, wordt dakhuur niet meegenomen in de kostenberekening,
Zon-PV (restwaarde)	De restwaarde van een zonnestroomproject na 16 jaar is wat ons betreft zeer beperkt en niet in te prijzen op dit moment. Onze klanten eisen van ons dat ze na 15-16 jaar de keuze hebben of de panelen tegen nul over te nemen of dat wij de zaak ontmantelen. Hoezo zou er dus sprake zijn van een restwaarde? Dus langere looptijden en rendementen inprijzen tot en met jaar 20 is zeer voorbarig en onverstandig.	We hebben voldoende aanwijzingen om een positieve cashflow na 15 jaar te verwachten. Hoe dit gewaardeerd moet worden, is veel onzekerder. Door de verdiscontering in de tijd, is impact van de cashflow na 15 jaar sowieso beperkt. Dit doet ook recht aan de genoemde onzekerheid.
Zon-PV (watersystemen)	Een aanvullende categorie voor drijvende zonnepanelen met meer vollasturen of hogere ba-	We adviseren tegen specifieke ondersteuning voor drijvende zonnepanelen. Wel geven we expliciet

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>sisbedragen voor drijvende zonnepanelen is gewenst. Op dit moment is de technologie nog kostbaar, maar hier tegenover staan meer vollasturen per geïnstalleerd vermogen. De huidige SDE+-regeling doet geen recht aan de potentie, productie en kostenstructuur van deze technische toepassing.</p>	<p>aandacht aan drijvende zonnepanelen in het eindadvies. Mochten de drijvende zonnepanelen kunnen meebewegen met de zonstand, dan adviseren we meer vollasturen te vergoeden. De meeropdracht van zon op water ten opzichte van zon op land bestaat, maar is ons inziens kwantitatief onvoldoende om een extra categorie te rechtvaardigen. Er zijn namelijk meerdere factoren die in de praktijk tot afwijking van het aantal vollasturen waarmee wij rekenen, kunnen leiden.</p>
Zon-PV (algemeen)	<p>De lagere SDE+-bedragen voor de najaarsronde 2018 kunnen geen logische gevolgtrekking van de onderbesteding van de laatste SDE+-ronde. Lagere bedragen zullen naar verwachting niet leiden tot meer concurrentie en meer aanvragen, hetgeen mogelijk weer tot een onderbesteding van het SDE+-budget zal leiden.</p>	<p>Er zijn meerdere redenen denkbaar waarom een SDE+-ronde wel of niet overtekend raakt. Bij de advisering gaan wij bij voorkeur uit van directe databronnen (kosten van projecten), en niet van indirecte aanwijzingen (wel of niet ondertekend zijn van budget).</p>
Zon-PV (investeringskosten)	<p>Installatiekosten, wij zien deze kosten zowel qua materiaal als qua arbeid stijgen in plaats van dalen. Materialen zoals koper (t.b.v. de kabels) en staal (t.b.v. de kabelgoten) worden naar verwachting duurder. Ook de montage zal duurder worden als gevolg van de krapte aan personeel op de installatiemarkt.</p>	<p>Als peiljaar voor de systeemkosten wordt de periode 2020-2022 (afhankelijk van categorie) gebruikt. Mondiale en regionale marktontwikkelingen kunnen inderdaad prijsverhogend werken. De algemene trend die wij waarnemen, is echter dat de specifieke investeringskosten van PV-systemen door technologische ontwikkeling en schaafeffecten blijven dalen. Voor loonkosten nemen we wel een stijging van 2%/jaar aan.</p>
Zon-PV (vollasturen)	<p>De vollasturensystematiek doet geen recht aan de maatschappelijk gewenste geografische spreiding voor de inpassing van zonne-energie. Bovendien werkt de vollasturensystematiek grondspeculaties in de hand in zonnrijke gebieden. Een alternatief model is te differentiëren in de tariefstelling of vollasturen voor zonnrijke en minder zonnrijke gebieden, analoog aan de wijze waarop dit voor windenergie gebeurt.</p>	<p>De spreiding in zoninstraling in Nederland is minder groot dan de spreiding in windaanbod in Nederland. Om overstimulering dan wel grondspeculatie te voorkomen, achten wij differentiatie van zon-PV-ondersteuning niet nodig.</p>
Zon-PV (kosten omvormers)	<p>Er wordt aangenomen dat omvormers in de toekomst meer vermogen zullen hebben. Wij delen deze aanname, maar de bekabeling richting omvormers is gedimensioneerd op de te plaatsen omvormers in jaar 1. Het is dus niet zonder meer mogelijk om minder omvormers in jaar 12 te plaatsen, omdat met de aanwezige layout van de bekabeling rekening moet worden gehouden.</p>	<p>Het vermogen van de omvormers is in de berekening in jaar 12 gelijk aan die in jaar 1, namelijk ongeveer 80% van het piekvermogen.</p>
Zon-PV (grondkosten)	<p>Opstalrechten zijn wel degelijk een kostenelement dat moet worden meegenomen tegen een vast bedrag. Als basis hiervoor</p>	<p>Hoe om te gaan met grondkosten is een uitgangspunt van EZK.</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	kunnen de pachtregels dienen. Ten aanzien van grondspeculaties merken wij op dat onzekerheid over het voortbestaan van de SDE+ deze in de hand werken. Geen grondvergoeding is alleen mogelijk als de Rijksoverheid eigen gronden ter beschikking stelt zonder hiervoor een grondvergoeding te vragen.	
Zon-PV (voorbereidingskosten)	Leges moeten wel als kosten worden meegenomen tegen een vast bedrag; een aanwijzing richting individuele gemeentes vanuit de VNG in deze is wenselijk.	Leges horen bij voorbereidingskosten, die volgens de uitgangspunten van EZK niet worden meegenomen. Advies aan gemeentes die de daadwerkelijke hoogte van de leges individueel moeten vaststellen, is geen opdracht van deze onderzoeksopdracht.
Zon-PV (realisatietermijn)	Wij zijn van mening dat een realisatietermijn van 1 jaar bij categorie 15 kWp – 100 kWp realistisch is.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (restwaarde)	Na eind van de subsidie is een PV installatie nog tenminste 10 jaar rendabel te bedrijven.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (restwaarde)	De restwaarde van een PV installatie aan het einde van de levensduur weegt op tegen de ontmantelingskosten en is daarmee nihil.	In het bepalen van de restwaarde, dat wij hebben uitgewerkt als een verlengde cashflow tot jaar 20, houden we rekening met de ontmantelingskosten aan het eind.
Zon-PV (categorie-indeling)	Het ministerie van EZK heeft gevraagd om specifiek aandacht te besteden aan de kleinere projecten tot 250kWp. Is het dan niet verstandiger om daar ook de scheidslijn te leggen bij SDE+ en niet bij 100kWp. Dit zal zeker helpen in het realiseren van deze kleine projecten.	We hebben in de onderzoeksfase speciaal gekeken naar kleinere projecten. We zijn tot de conclusie gekomen dat de kosten geleidelijk afnemen met grotere schaal. Daarmee heeft iedere categoriegrens een zekere mate van willekeur. We adviseren slechts één categoriegrens bij een schaal van 1 MWp.
Zon-PV (najaarsronde)	Wat is de reden dat de regeling voor de SDE+ 2019 ook voor het najaar 2018 zal gaan gelden.	Met het uitgangspunt wordt bedoeld dat EZK niet alleen voor de SDE+ 2019 advies aan het PBL vraagt, maar ook afzonderlijk advies voor de SDE+ najaar 2018.
Zon-PV (ondergrens)	De ondergrens van 15 kWp moet niet verhoogd worden. Veel kleine installaties helpen ook mee aan de energietransitie. Een grootverbruiker komt al niet voor saldering in aanmerking en hun daken blijven dan ongebruikt.	We delen de mening dat de verschillende ondersteuningsregelingen op elkaar afgestemd moeten zijn, zodat er geen gaten vallen (bijv. kleine partijen een grootverbruikersaansluiting). Dat betekent niet dat de 15 kWp als ondergrens in de SDE+ niet verhoogd zou kunnen worden, maar dat zou liefst samen met een verruiming van de werkingssfeer van aanpalende beleidsinstrumenten moeten gebeuren.
Zon-PV (restwaarde)	Wat is de onderbouwing is van een langetermijnelektriciteitsprijs van 4,0 ct/kWh, omvormers die pas in jaar 12 vervangen moeten worden en de gepresenteerde kosten van ontmanteling? Lijkt ons in hoge mate een theoretische exercitie met risico op eindeloze discussies.	Elektriciteitsprijs is ontleed aan NEV (2017), omvormervervanging in jaar 12 is een aanname uit een geobserveerde ruimere periode. In het eindadvies zijn de gepresenteerde kosten toegelicht en waar mogelijk wordt gerefereerd aan de gebruikte bronnen.



Onderwerp	Consulatie	Reactie
Zon-PV (15-100 kWp)	In de categorie van 15 tot 100 kWp sluit de daling van het basisbedrag niet aan bij praktisch. We zien vooral dat berekeningen en uitgangspunten van SDE+ te optimistisch zijn (950 vollasturen ligt ver boven het langjarig gemiddelde van 0,88 kWh/Wp), en veel kosten zoals vervanging omvormers, schoonhouden panelen en overige kosten worden te laag ingeschat. De paneelprijzen zijn wel.	In het eindadvies zijn de bedragen aangepast, waarbij we één categorie adviseren van 15p kW tot 1 MWp.
Zon-PV (> 1 MWp)	De daling in het basisbedrag voor systemen > 1 MWp komt rijkelijk laat, gelet op de soms buitensporige winstnemingen die wij in de afgelopen jaren zien als gevolg van de verkoop van (portefeuilles) SDE+-beschikkingen. Bij de thans voorgestelde wijzigingen zal over ca. 3 jaar, wanneer de thans afgegeven beschikkingen omgezet zijn in gerealiseerde projecten, een significant kantelpunt te zien zijn in de vorm van een rigoureuze daling van PV > 1 MWp.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (zon op water)	EPC-kosten van floating solar liggen vooralsnog [x] tot [y] €/Wp hoger dan grondgebonden zon PV. Dat komt vooral omdat het een nog relatief nieuwe technologie is die nog niet op heel grote schaal is toegepast.	In het eindadvies wordt geen aparte categorie voor zon op water geadviseerd. Deels zitten er nog innovatieve aspecten aan en deels is het hogere aantal vollasturen te beperkt om een eigen categorie te rechtvaardigen.
Zon-PV (>1 MWp)	De daling in de investeringskosten in de categorie > 1 MWp van meer dan 100 €/kWp in een halfjaar zien wij niet terug in de markt.	In het eindadvies zijn de investeringskosten aangepast.
Zon-PV (investeringskosten, modules)	Een prijsdaling voor PV-modules van 12% in 1,5 jaar (van 360 €/kWp naar 317 €/kWp) lijkt erg optimistisch en een dergelijke prijsdaling zien wij niet terug in de markt.	Merk op dat het gaat om modules die in 2020 aangeschaft worden.
Zon-PV (investeringskosten, omvormers)	Een prijsdaling voor omvormers van 25% in 1,5 jaar (van EUR 52/KWp naar EUR 39 /KWp) lijkt erg optimistisch en zien wij niet terug in de markt.	Merk op dat het gaat om modules die in 2020 aangeschaft worden, uitgelegd op 80% van het vermogen van de PV-installatie.
Zon-PV (restwaarde, omvormers)	In plaats van een kostenpost voor vervanging omvormers van 13 €/kWp, kan realistischer gerekend worden met 5% van de CAPEX van een zonnepark. Bij een EPC-prijs van 0,65 €/kWp komt dit neer op 32,5 €/kWp (ruim het dubbele van de aanname van het PBL).	Zie het Eindadvies voor de onderbouwing van de omvormerkosten.
Zon-PV (investeringskosten, netaansluiting)	Voor projecten onder de 1MWp In de praktijk hebben lang niet alle projecten onder 1 MWp reeds een geschikte netaansluiting. Vaak moet de huidige interne elektrische installatie worden aangepast of de bestaande netaansluiting worden verzaard.	Ter kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Zon-PV (investeringskosten)	Een daling van de investeringskosten is aangenomen van 775 €/kWp in najaar 2018, naar 680 €/kWp in voorjaar 2019. Een daling van 13% op de algemene investering in 6 maanden. Naast het feit dat een prijsdaling wordt verwacht van rond de 12% voor de panelen, betekent dit dat er ook wordt aangenomen dat overige kostenposten voor een zon-PV-project met een gelijke factor dalen (zoals netaansluiting, kosten voor vergunningen, etc.) Uit de markt blijkt echter dat deze kostenposten in zijn geheel niet dalen.	In het eindadvies worden gewijzigde bedragen getoond. Kosten voor vergunningen zijn daarbij voorbereidingskosten die niet in de het basisbedrag worden meegenomen.
Zon-PV (algemeen)	Ontwikkelaars hebben zich geëngageerd aan een pijplijn van projecten die anticiperen op een gestage daling van SDE+ naar mate de sector volwassen wordt. De steile daling van de basisbedragen was onverwacht en gaat veel verder dan alles wat zich bij eerdere SDE+-rondes heeft voorgedaan. Veel projecten die al ver in het vergunningsproces zitten, zijn door deze veranderingen niet levensvatbaar. De impact van deze veranderingen schaadt het vertrouwen van de energie industrie en zal uiteindelijk leiden tot een lagere uitrol-snelheid.	Wij proberen het advies zo goed mogelijk aan te laten sluiten bij de werkelijke prijsontwikkelingen in de markt. Een gestaag groeiende uitrol-snelheid is net zo zeer gebaat bij nauwkeurige adviezen als bij verwachte adviezen.
Zon-PV (algemeen)	Door de investeringskosten te leggen op een niveau aan de onderzijde van het spectrum kunnen vrijwel enkel nog grote (buitenlandse) partijen met veel ervaring aan de verwachtingen voldoen. Dit is ten nadele van middelgrote Nederlandse bedrijven. Kan daarvoor gecompenseerd worden?	De waarden voor de parameters zijn zo gekozen dat het merendeel van de projecten doorgang kan vinden.
Zon-PV (algemeen)	Sommige projecten maken extra kosten door specifieke omstandigheden, zoals op afvalstortplaatsen. Ook landschapsinpassing kan voor hogere investeringskosten zorgen. Kan daar in SDE+ rekening mee gehouden worden?	De SDE+ is een generieke regeling, waardoor er in het advies minder ruimte is om rekening te houden met specifieke omstandigheden. De afwijkingen zouden financieel substantieel en significant moeten zijn, en het potentieel dat onbenut blijft zou groot genoeg moeten zijn, om een nieuwe generieke categorie te kunnen adviseren. Maatwerk voor specifieke omstandigheden past niet in de SDE+-regeling en valt buiten de onderzoeksopdracht.
Zon-PV (algemeen)	Het komt voor dat er door opdrachtgevers gevraagd wordt om inzet van lokale bedrijven, wat over het algemeen een kostenverhogend effect heeft. Kan daar in SDE+ rekening mee gehouden worden?	Voor inzet van lokale bedrijven wordt in SDE+ niet extra gecompenseerd.
Zon-PV (voorbereidingskosten)	Wordt er rekening gehouden met gemaakte voorbereidingskosten voor projecten die uiteindelijk niet doorgaan?	Vorbereidingskosten, ongeacht of ze betrekking hebben op projecten die wel of die niet zijn

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		doorgegaan, zijn hierin niet opgenomen, zie de uitgangspunten: "Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE+ aanvraag worden niet meegenomen." en "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)."
Zon-PV (arbeidskosten)	U gaat er vanuit dat de arbeidskosten gelijk blijven maar door de krapte in de arbeidsmarkt en de loonstijging van de afgelopen jaren zien we hier juist een forse stijging. Het zou de berekening recht doen om hier met een reële stijging te rekenen.	In het eindadvies wordt gerekend met een lichte stijging van de arbeidskosten.
Zon-PV (investeringskosten)	U gaat er vanuit dat de door de toegenomen efficiency van de panelen de prijzen van de installatiematerialen met 2% zullen dalen. Hier mis ik de stijging van de koperprijs en ook weer de relatie met de dollarkoers in. Op basis hiervan denk ik dat de prijzen minimaal 2% zullen stijgen.	Het betreft een netto daling van de prijs per kWp.
Zon-PV (levensduur omvormer)	Een gespecialiseerde zonne-installatieverzekeraar rekent met 7,5 jaar voor een verzekering van een omvormer. De gemiddelde garantieduur bij de meeste fabrikanten van <i>string inverters</i> is vijf jaar. Omdat in het advies gerekend wordt met een vermogen van 80%, treedt thermische degeneratie op, wat ook weer de levensduur verkort.	De garantieperiode van omvormers wordt vaak verlengd naar 10 jaar tegen beperkte meerkosten. Dit geeft aan dat de verwachte levensduur langer dan 10 jaar is omdat de meerkosten anders significant hoger zouden zijn. Het dimensioneren van de DC/AC-ratio tot wel 1,3 is typisch gebruik in de Europese markt. De DC/AC-ratio varieert per systeem.
Zon-PV (restwaarde)	U rekent met een schrootwaarde van het systeem maar u rekent niet met bedragen voor ZRN of PV-Cycle. Deze gaan er van uit dat voor elk deel van de installatie een financiële bijdrage afgedragen moet worden in het kader van de WEEE-richtlijn en dat er dus geen restwaarde is.	In het Eindadvies wordt geen restwaarde meer meegenomen, maar een langere economische levensduur van het project.
Zon-PV (restwaarde)	Er wordt gerekend met een restwaarde. In de praktijk is de restwaarde gelijk aan de kosten om het project af te breken. Deze wordt dan ook niet meegenomen door financiers. De installatie gaat volgens PBL 20 jaar mee, wordt afgeschreven over 16 jaar. Banken financieren op de DSCR, waarbij de gemiddelde DSCR 1,20 moet zijn en de minimale DSCR 1,15. In het model van PBL komt de DSCR uit op 1,05 – 1,08. Bovendien heeft de toekomstige elektriciteitsprijs in jaar 16 t/m jaar 20 met deze rekenmethode een grote impact, terwijl deze onzekerheid zeer groot is.	In het eindadvies wordt niet gerekend met een netto restwaarde na 20 jaar. De DSCR komt in de berekeningen (veld- of watersysteem > 1 MWp) op 1,44 gemiddeld over de eerste 15 jaar. Deze waarde is hoger dan waar banken mee rekenen, maar daarbij moet opgemerkt worden dat de DSCR bij financiering vaak wordt uitgerekend op de P90 van de productie, terwijl de PBL-berekening werkt met de P50-verwachting van de productie. Daarmee zou de DSCR in de PBL-berekeningen ook hoger horen te liggen dan waar banken mee rekenen. De genoemde DSCR van

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		1,05-1,08 herkennen wij niet in onze eigen berekeningen.
Zon-PV (vollasturen)	Er wordt gerekend met een opbrengst van 950 kWh/kWp. Vrijwel geen enkel project haalt deze opbrengst. Ook met banking in jaar 16 wordt in de praktijk (grotendeels door degradatie) deze productie niet gehaald.	Het uitgangspunt is een optimaal georiënteerd systeem in het midden van Nederland. Wij zijn van mening dat 950 vollasturen (inclusief degradatie) haalbaar is. Met banking houden wij geen rekening op basis van de uitgangspunten: "Er wordt geen rekening houden met effecten van bevoorschotting of banking."
Zon-PV (investeringskosten)	Kostenparameters. Wij missen kostenposten zoals: hekwerk, beveiligingskosten, grond, grondverzetkosten, rijwegen aanleggen, kabelgroot graven, kabels. Verder speelt de esthetische inpassing en de aandacht voor biodiversiteit een steeds belangrijkere rol.	De genoemde kostenposten, met uitzondering van esthetische inpassing en aandacht voor biodiversiteit, zijn integraal onderdeel van de totale investeringskosten waar installatiemateriaal en -arbeid de genoemde posten bevatten.
Zon-PV (investeringskosten, kosten panelen)	Door het opheffen van de importheffing kunnen prijzen dalen, maar het genoemde prijsniveau herkennen wij niet. Wordt in het advies de importprijs van de panelen gehanteerd of de projectprijzen (inclusief marges)?	De prijzen zijn projectprijzen exclusief marges.
Zon-PV (arbeidskosten)	Ons ervaring is dat arbeidskosten omhoog gaan. Wij zien dat arbeidskosten nu al 30% van de kosten zijn en soms zelf 35-40%.	In het eindadvies veronderstellen we een lichte stijging van de arbeidskosten
Zon-PV (algemeen)	De tussentijdelijke aanpassing van het basisbedrag binnen een jaar, in de najaarsronde 2018, zien wij als zeer onwenselijk. Met name grotere projecten hebben een aanzienlijke voorbereidings-tijd nodig. Een tussentijdse aanpassingen zoals nu voorgesteld heeft een grote impact op projecten en zal tot het stopzetten van projecten leiden. Voor het vertrouwen in de SDE+ regeling is het van belang dat uitgangspunten vaststaan en niet tussendoor aangepast worden.	In het advies voor de SDE+ 2019 geven we aan het begin van het jaar nu afzonderlijke basisbedragen aan voor de voorjaarsronde en voor de najaarsronde.
Zon-PV (restwaarde)	Voor de stabiliteit van SDE+ methodiek is het wenselijk dat aan de 15 jaar periode vast gehouden wordt. Daarnaast strookt het verlengen van de periode niet met de economische levensduur en onzekerheid over deze lange periode.	Een uitgangspunt van EZK in de adviesvraag luidt: "Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsidieperiode." Verlengen van de analyseperiode van 15 naar 20 jaar blijft daarom in stand.
Zon-PV (arbeidskosten)	In de berekening wordt uitgegaan dat er geen stijging is van arbeidskosten ondanks dat er gezien wordt dat er schaarste is. Momenteel is er juist door die arbeidsschaarste een stijging in arbeidskosten en de verwachting is dat voorlopig blijft, met ongeveer 2-3% per jaar.	Er wordt in het eindadvies met een stijging van de arbeidskosten gerekend.
Zon-PV (recycling)	Projecten waarbij de zonnepanelen zelf geïmporteerd worden moeten kosten maken om de recycling te regelen (AEEA-	Het advies heeft betrekking op projecten die voldoen aan de Nederlandse wet- en regelgeving. Suggesties voor ingangseisen

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	richtlijn). Deze kosten (een bedrag per ingevoerde ton zonnepanelen) moeten na het jaar van import gemaakt worden. Deze kosten zijn niet opgenomen in de berekening en zullen komende jaren relatief hoger worden in de projectkosten. Het niet opnemen van deze kosten stimuleert <i>free-ridergedrag</i> . We stellen voor om kosten voor recycling op te nemen én om conformiteit met de AEEA-richtlijn als eis te stellen voor het beschikken van SDE+.	voor de SDE+ zijn doorgegeven aan EZK.
Zon-PV (investeringskosten)	Toenemende kwaliteitseisen en veiligheidseisen zoals blikseveiligheid zijn niet meegenomen.	De genoemde kostenposten worden verondersteld integraal onderdeel te zijn van de totale investeringskosten.
Zon-PV (investeringskosten, omvormer)	Voor dakgebonden projecten zijn omvormerkosten vaak hoger, tussen 60 en 65 €/kWp.	Zie voor een toelichting bij de kosten voor de omvormer het eindadvies.
Zon-PV (investeringskosten, netaansluiting)	Hoe worden netaansluitingskosten verdisconteerd in het basisbedrag? Het is nog onbekend of netaansluitingskosten opgevoerd kunnen worden in de EIA. Bijkomende kosten om de aansluiting achter de meter conform NEN1010 te krijgen en eventuele verzwarende van aansluiting lijken niet opgenomen in het basisbedrag. Dit gaat om ongeveer 200 €/kWp en bij kleine projecten <250 kWp 5-10% van projectsom. Ook lijkt de huur van brutoproduktiemeters niet meegenomen te zijn. Het betreft hier 16-30 €/kWp extra.	In het eindadvies lichten we de netaansluitingskosten wat explicieter toe. Een eventueel voordeel van de EIA bij de netaansluiting is niet verwerkt in het geadviseerde basisbedrag.
Zon-PV (O&M-kosten, dakhuur)	Voor gefinancierde dakprojecten (met name bij <i>operational lease</i> ) eisen projectfinanciers dat er een opstalrecht wordt gevestigd op de PV-installatie als zekerheid op hun geïnvesteerde vermogen. Dit komt voort uit het natrekingsprincipe van onroerende zaken en de onduidelijkheid over het roerend dan wel onroerend zijn van PV-systemen op daken. Wij zouden deze situatie graag veranderd zien in duidelijkheid over dat PV-systemen roerend zijn en niet onroerend. Dit zal veel vertraging, onduidelijkheden en kosten voorkomen.	De belastingwetgeving is geen onderdeel van de onderzoeksopdracht.
Zon-PV (investeringskosten, modules)	PV-modules: Wij herkennen de genoemde ontwikkeling in de kosten.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (investeringskosten, omvormers)	Omvormers: Wij herkennen de genoemde ontwikkeling in de kosten.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (investeringskosten)	De kosten stijgen voor metalen in het installatiemateriaal, zoals aluminium en koper. Voor beide is de langetermijnverwachting dat de prijs hiervan stijgt.	De prijzen van componenten als montagemateriaal en bekabeling worden per kilowattpiek verondersteld te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Door toenemende efficiëntie is er per kWp minder installatiemateri-

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		aal nodig. Dit betekent een prijsdaling van ruim 2% voor installatiemateriaal.
Zon-PV (arbeidskosten)	Installatiekosten: Wij denken dat de kosten voor arbeid zullen stijgen. Wij krijgen steeds vaker het verzoek Nederlandse werknemers aan te stellen. Deze zijn duurder en ook in algemene zin geldt dat loonkosten stijgen.	Door een toenemende krapte op de arbeidsmarkt wordt verondersteld dat installatiearbeidskosten stijgen met 2% per jaar.
Zon-PV (operationele kosten)	Het advies rekent met 11.700 €/MWp aan exploitatiekosten (excl. Vervanging omvormers). In ons project zien we [x] €/MWp. Grootste verschillen zitten erin dat in het advies geen rekening gehouden is met periodieke kosten voor netinpassing, <i>asset management</i> en participatie door omwonenden.	Kosten voor sociaal draagvlak en <i>asset management</i> zijn inderdaad geen onderdeel van de kostenposten die in het advies gebruikt worden.
Zon-PV (restwaarde, kosten omvormer)	De kosten voor het vervangen van de omvormers in jaar 12 komen nagenoeg overeen met de kosten die wij voorzien in jaar 5-14	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (vollasturen)	Degradatie: Het model houdt geen rekening met degradatie van de panelen terwijl het advies 0,7% per jaar noemt.	We rekenen in het eindadvies met een jaarlijkse afname in vermogen en productie van 0,64%. Dit komt inderdaad niet expliciet terug in de cashflowmodellen, maar is verwerkt in het aantal vollasturen.
Zon-PV (restwaarde)	Wij herkennen ons in het advies 5% van de investeringskosten om het park op te ruimen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (kosten netinpassing)	De kosten voor netinpassing zijn ten onrechte niet opgenomen. Het gaat hierbij zowel om de eenmalige als de jaarlijkse aansluitkosten.	Deze kosten zijn toegevoegd in de berekeningen in het eindadvies.
Zon-PV (O&M-kosten)	De aanname dat O&M 1% bedraagt van de installatiekosten is volgens ons een onderschatting van de werkelijke onderhoudskosten van zonnepanelen. Hoewel installatiekosten kunnen dalen als gevolg van leercurves en dalende componentkosten, zijn operationele kosten (vaak arbeid gerelateerde kosten) meer gefixeerd en volgen niet dezelfde kostenreductieprofielen. Een dergelijke ruwe veronderstelling geeft daarom geen correcte weergave van de werkelijke jaarlijkse onderhoudskosten.	Naar aanleiding van de inbreng is nadrukkelijker naar de O&M-kosten gekeken en de kosteninschatting hiervoor is aangepast. De waarde ligt nu omgerekend op ongeveer 2% van de investeringskosten.
Zon-PV (O&M-kosten)	Er is een breed scala aan factoren die bijdragen aan de operationele kosten van een zonnepark. Een gedetailleerd overzicht van de werkelijke operationele kosten is opgenomen in het bijgevoegde ondersteunend document. Dit laat duidelijk zien dat 11,5 €/kWp jaar een aanzienlijke onderschatting is. Exclusief huurkosten worden operationele kosten berekend op [x] €/kWp/jaar.	De meegezonden informatie is betrokken bij het opstellen van het eindadvies.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Zon-PV (O&M-kosten)	Onderhoudskosten zijn hoger. Voor zonnvolgsystemen moeten de onderhoudskosten bovendien nog hoger zijn dan voor vast opgestelde systemen.	De onderhoudskosten zijn aangepast. Voor zonnvolgsystemen is vooral het hogere aantal vollasturen bij eenzelfde basisbedrag van belang.
Zon-PV (O&M-kosten, OZB)	De OZB-tariefstelling voor zon moet aangepast worden naar een OZB op niet-nagelvaste componenten (zoals bij bijv. windenergie waar alleen de mast belast wordt en niet de turbine). Nu wordt de OZB bepaald op de gehele opstelling inclusief panelen.	De belastingwetgeving is geen onderdeel van de adviesvraag.
Zon-PV (O&M-kosten)	De O&M-kosten zijn hoger dan 1% bij projecten kleiner dan 500 kWp. In de praktijk zien wij [x] tot [y] €/kWp.	De O&M-kosten zijn in het advies aangepast.
Zon-PV (restwaarde, omvormer)	Bij de vervanging van omvormers na 12 jaar wordt geen rekening gehouden met arbeidskosten.	Dit wordt verondersteld gedekt te worden middels de O&M-kosten.
Zon-PV (O&M-kosten, OZB)	De mediaan wordt gehanteerd als maat voor een redelijk OZB-tarief. In de praktijk komen wij ook gemeenten tegen met een tarieven van 0,88%.	Voor het opstellen van het advies hebben wij geen mening over wat een redelijk OZB-tarief is. We geven in tabel 4.4 wel de spreiding van OZB-tarieven in de praktijk weer.
Zon-PV (O&M-kosten, grondkosten)	Het ministerie van EZK stelt dat er geen grondkosten berekend moeten worden. Dit is totaal niet de werkelijkheid. Indien een locatie voor een zonnepark gebruikt gaat worden kan deze niet meer de oorspronkelijke opbrengst genereren. De grondeigenaar wil vanzelfsprekend hiervoor gecompenseerd worden. De in 2018 gehanteerde waarde van € 2500 is te laag maar doet meer recht aan de werkelijkheid dan € 0.	Dit wordt ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (O&M-kosten)	<i>Asset management</i> is onterecht niet in het model opgenomen. De kosten hiervoor zijn [x] €/kWp/jaar	<i>Asset management</i> is na overleg met internationale beoordelaars niet in het model opgenomen, omdat het model ook geen rekening houdt met de extra energieproductie ten gevolge van asset management.
Zon-PV (O&M-kosten, participatie)	Kosten voor participatie moeten worden meegenomen. Voor het behoud van draagvlak maken wij kosten om omwonenden te laten delen in de opbrengsten. De kosten hiervoor bestaan bijvoorbeeld uit afsluitkosten en jaarlijkse vergoedingen bij financiële participatie of stortingen ten behoeve van een duurzaamheidsfonds.	In de uitgangspunten staat: "De volgende kosten moeten niet worden meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, participatiekosten [...]"
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Wij zien diverse aanbiedingen aan onze relaties van [x] tot [y] euro. De geboden pachtprijs is veelal een resultante van de investering met kosten van netinpassing als belangrijke factor, het minimum vereist rendement van de SDE+-aanvrager én het verwachte SDE+-basisbedrag waarop de aanvragers aan gaan	Ter kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	vragen. Met het Conceptadvies SDE+ 2019 zullen pachtprizen dalen omdat de bestaande "lucht" uit de SDE+-subsidies verdwijnt.	
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Kosten voor opstalrecht zijn een belangrijke kostenpost voor een zon PV-project en zouden onderdeel van de berekening moeten zijn. Tevens zijn de aannames voor kosten voor opstalrecht (tussen de 1000 en 4000 €/ha) erg laag (marktconform is tussen 4000 en 6000 €/ha).	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Grondhuur is een reële, onvermijdelijke en significante factor bij het exploiteren van zonneparken en kan bijdragen tot meer dan 20% van de totale jaarlijkse operationele kosten. Men dient er rekening mee te houden dat de werkelijke operationele kosten uit het OT-model aanzienlijk worden onderschat. In Nederland zijn grondprijzen voor zon-PV in vastgesteld op ca. 5000 €/ha en ontwikkelaars van zonne-energie zullen deze huurprijzen moeten opnemen en verwerken in hun exploitatiemodellen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	De melding van het pachtprizenbesluit suggereert dat enkel vergoedingen voor agrarische grond meegenomen worden. Klopt dit? Dit terwijl vele grondgebonden zonneprojecten juist niet op agrarische grond gerealiseerd worden.	Het conceptadvies probeerde de genoemde suggestie niet te geven. We hebben voornamelijk een prijs proberen te vinden voor alternatief gebruik van de grond. Het uitgangspunt van EZK luidt echter dat we grondkosten geheel niet meenemen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Als EZK geen uitgangspunt had meegegeven om opstalrechtkosten niet mee te nemen in de berekening, op basis van de voor jullie beschikbare data, welk bedrag (en met welke bandbreedte) zouden jullie deze dan meegenomen hebben in de berekeningen?	Deze vraag is niet relevant voor het opstellen van het eindadvies.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Het besluit om opstalrechtkosten in de berekening niet mee te nemen heeft nogal grote consequenties op de uitkomst van welke onrendabele top er voor grondgebonden zonneprojecten geldt. Heeft EZK aangegeven op welke grond het van mening is dat deze kosten niet relevant zijn voor het bepalen van de onrendabele top? Zo niet, heeft EZK aangegeven om welke reden zij niet willen dat dit soort kosten niet meegenomen worden in jullie berekeningen en dus advies? En zo ja, welke reden is hierbij aangegeven?	Deze vragen kunnen het best rechtstreeks aan EZK gesteld worden. Wel willen wij zelf opmerken dat uit eerdere berekeningen blijkt dat de in de markt gangbare grondvergoedingen hoger lijken te liggen dan de kosten van alternatief gebruik (pachtprizen bij veldsystemen) of ongeriefkosten (bij daksystemen). Daarmee lijkt een deel van de grondkosten te bestaan uit winstdeling.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	De genoemde pachtvergoedingen van 2500 €/ha is verre van marktconform. We zien grondvergoedingen tussen 4000 en 6000 als de norm, afhankelijk van grootte van het perceel en	Ter kennisgeving aangenomen.



Onderwerp	Consultatie	Reactie
	<p>de ligging ten opzichte van net-aansluitingen.</p> <p>Dakvergoedingen liggen over het algemeen hoger dan grondvergoedingen met 6000 tot 10.000 euro/ha, omdat voor commerciële vastgoedeigenaren lagere opbrengsten niet opwegen tegen de risico's van onder andere schade en overlast.</p>	
Zon-PV (O&M, grondkosten)	De grondprijzen zijn fors aan het stijgen. We zien veel hogere prijzen van wat er nu in het advies aan prijzen genoemd wordt. Gezien deze ontwikkeling zijn deze kosten een belangrijke factor voor de projecten en het basisbedrag moet hiermee rekening houden.	Grondspectatie door de opkomst van zon-PV-systemen wordt in de consultatie op verschillende wijzen benaderd: zorgelijke stijging die moet worden tegengegaan enerzijds, en anderzijds een feit waarvoor gecompenseerd moet worden. Alle inbreng hebben we meegegeven aan EZK. Voor het eindadvies geldt het uitgangspunt dat we grondkosten niet meenemen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Het rapport stelt dat grondprijzen zo divers zijn dat hierop geen standaard te maken valt. U stelt voor de grondprijzen uit het eigen rendement te bekostigen. Dit uitgangspunt past niet bij de wijze waarop investeringsbeslissingen in zonne-energieprojecten gemaakt worden. In de praktijk stijgen de grondkosten ook snel. Dit zijn wel daadwerkelijke kosten die gemaakt worden in de praktijk en zijn in die zin niet anders dan andere (operationele) kosten van een zonnepark. We maken ons zorgen dat ten koste gaat van ontwikkeling van projecten op wat duurdere grond en daken. We dringen aan op het wel opnemen van (mediaan) grondkosten en dakhuur in het basisbedrag. Dit zal transactiesnelheid in de praktijk ook ten goede komen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	Naast grond- en dakhuur worden ook opstalrechtkosten niet opgenomen. Die zijn met name bij dakprojecten vaak wel geëist. Ook dit zijn daadwerkelijke kosten.	Deze kosten beschouwen we ook als onderdeel van grondkosten dan wel als gebouwintegratiekosten die ook in de uitgangspunten buiten de kostenberekening dienen te vallen.
Zon-PV (O&M, grondkosten)	De kosten van leasen of huren van locatie ten behoeve van zon-PV-systemen zijn niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Dit op aangeven van EZK. De achterliggende gedachtegang wordt echter niet vermeld. Uiteraard zijn deze kosten wel aanwezig. Ten behoeve van een dak met "leveren voor de meter" wordt in de markt een huur gevraagd van € 2 - 5 per paneel per jaar. Bij grootschalig zon worden prijzen van 3.000 tot 7.000 €/ha per jaar gehanteerd. Het is ons onduidelijk waarom bij wind-pop-landprojecten wel	Vragen over de afwegingen die gemaakt zijn bij het opstellen van de uitgangspunten, kunnen aan EZK gesteld worden.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	grondprijzen meegenomen worden en bij zon-PV-projecten niet. Dit temeer omdat dit het <i>level playing field</i> tussen de verschillende technologieën schaadt. Wij zijn immers in de veronderstelling geweest dat de SDE+ techniekneutraal ingezet wordt.	
Zon-PV (realisatietermijn)	Een realisatietermijn van 1 jaar is mogelijk voor de categorie 15 kWp tot 100 kWp, maar dan moet alles meezitten. In de praktijk blijkt dat echter niet vaak zo te zijn. Als er geen noodzaak is de termijn te verkorten, adviseren wij de termijn op anderhalf jaar te laten staan.	Deze inbreng is meegegeven aan EZK.
Zon-PV (algemeen)	Voor snellere realisatie en betere projectkwaliteit stellen wij voor om als aanvullende indieningseis een getekend opstalcontract te gebruiken naast of wellicht ter vervanging van relevante vergunningen. Een opstalcontract is ons inziens een sterkere onderbouwing van de <i>commitment</i> van de grondeigenaar.	Deze inbreng is meegegeven aan EZK.
Zon-PV (nieuwe categorie)	We zien vooral groei bij zon-op-watersystemen, met veel potentie in Nederland. Ook andere innovaties, zoals <i>bifacial</i> -toepassingen, ontwikkelen zich. Waarom is gekozen voor een categorie zonzvolgend met een kleine markt en niet voor zon-op-watersystemen of andere innovatieve en marktrijpe producten. Drie opties stellen we voor: 1. Zon-op-watersystemen krijgen een eigen categorie of een hoger vollasturenmaximum. 2. Een projectspecifiek vollasturenmaximum. 3. Innovatieve systemen krijgen een aparte wattpiek-berekening.	Er is op dit moment onvoldoende onderbouwing van een significant hoger aantal vollasturen voor zon op water om een aparte categorie te kunnen onderbouwen. De SDE+-regeling heeft de stimulering van innovatieve technologieën niet als doelstelling.
Zon-PV (O&M-kosten, kleinere systemen)	Met name kleinere dakgebonden projecten zijn relatief duur. We ondersteunen een eigen categorie voor kleinere systemen. We zien echter dat daadwerkelijke O&M-kosten en huur van bruto-productiemeters niet meegenomen zijn. Worden alle kosten wel meegerekend zijn in de analyse, zowel in de analyse van het basisbedrag als de analyse over de categoriebepaling? Een categorie tot 350 kWp zou logisch zou zijn, maar ook een categorie 1-3 MWp.	De kosten voor O&M zijn toegevoegd in het eindadvies. De catego-riegrenzen zijn in eindadvies opnieuw bekeken, waarna besloten is een grens bij 1 MWp te adviseren.
Zon-PV (nieuwe categorie)	Een andere opkomende categorie in zon-PV zijn de gebouw-geïntegreerde toepassingen. Momenteel zijn veel toepassingen van deze categorie marktrijp. Er is nu en in toekomst veel behoefte aan esthetisch goed ingepaste systemen. Deze toepassingen zijn momenteel nog	EZK heeft als uitgangspunt meegegeven: "Eventuele kosten voor gebouwingegratie bij zon-PV zijn niet in de kosteninschatting meegenomen."

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	duurder. We verzoeken te overwegen deze markt met wenselijke producten te stimuleren via de SDE+. Wij horen graag de achterliggende reden als hiertegen besloten wordt.	
Zon-PV (algemeen)	Veel dakeigenaren willen geen installatie op hun balans. Lease is dan de enige oplossing. Het overnemen van risico's door een derde partij brengt kosten met zich mee. Binnen de voorwaarden van basis- en correctiebedrag uit dit conceptadvies zijn in veel gevallen niet in het eigen rendement op te lossen.	Wij kijken naar een kosteneffectieve wijze om daksystemen te realiseren. De keuze voor leaseconstructies die tot onhandige verdeling van risico's leiden, is niet leidend voor ons advies.
Zon-PV (algemeen)	Wat is de reden dat de regeling voor de SDE+ 2019 ook voor het najaar 2018 zal gaan gelden.	We geven afzonderlijke adviezen voor de SDE+-rondes van najaar 2018, voorjaar 2019 en najaar 2019. Deze adviezen zijn niet hetzelfde.
Zon-PV (ondergrens)	Er is in mijn beleving geen overweging om de ondergrens van 15 kWp te verhogen. Veel kleine installaties helpen ook mee aan de energietransitie. Daarnaast komt een grootverbruiker al niet voor saldering in aanmerking en blijven deze daken ongebruikt.	Ter kennisgeving.

#### C.4.1 Extra informatie

Op verzoek vanuit de marktconsultatie geven we in onderstaande paragraaf extra achtergrondinformatie over de kosten van zonne-energie. Dit is informatie die we in het kader van de adviesvraag wél verzameld hebben, maar die we vanwege de kaderstelling niet in de berekening van het basisbedrag hebben meegenomen.

#### C.4.2 Indirecte investeringskosten zon-PV

Behalve directe kosten voor het laten installeren van een PV-systeem worden ook indirecte kosten gemaakt tijdens de ontwikkeling van een project, zoals kosten voor leges, landschapsinpassing, participatie omwonenden, financiering, en algemene ontwikkelingskosten. De volgende tabel geeft een overzicht van indirecte investeringskosten. Deze kosten worden in de SDE-regeling verondersteld te worden gefinancierd uit het rendement op eigen vermogen. Ze worden daarom niet meegenomen in de investeringskosten. Naar aanleiding van verzoeken uit de marktconsultatie, worden indicatieve waardes van deze kosten in tabel C.1 getoond.

**Tabel C.1 Indirecte investeringskosten (€/kWp); deze zijn niet gebruikt bij de bepaling van de basisbedragen**

Kostenpost	15 kWp tot 500 kWp	500 kWp tot 3 MWp	Groter dan of gelijk aan 3 MWp
Leges	10	10	10
Landschapsinpassing	0	0	5
Participatie	0	0	5
Financiering	0	15	15
Algemene ontwikkelkosten	0	5	5
<b>Totaal</b>	<b>10</b>	<b>30</b>	<b>40</b>

### C.4.3 Vaste O&M-kosten

Grondkosten worden niet meegenomen bij de bepaling van het basisbedrag, op basis van uitgangspunten van het ministerie van EZK. De facto impliceert dit dat grondvergoedingen als vorm van winstdeling gezien worden. In de marktconsultatie gaven insprekers aan dat grondkosten een significante kostenpost zijn; er werden bedragen genoemd tussen 2 en 10 € per kWp per jaar. De marktwaarde neemt toe naarmate de netwerkaansluiting dichterbij is. Een inschatting van de marktwaarde van agrarische grond zou 5 € per kWp per jaar zijn. Bij gemeenten en op daken is de vergoeding in veel gevallen lager. Een grondprijs van 5 € per kWp per jaar komt overeen met ongeveer 5000 €/ha per jaar en ongeveer 0,005 €/kWh bijdrage aan het basisbedrag.

Wat hierbij volgens ontwikkelaars speelt, is dat dak- en grondeigenaren verleid moeten worden om hun ruimte beschikbaar te stellen, en dat daarbij een voor deze partijen significante vergoeding tegenover dient te staan. Dakeigenaren zien vooral risico's bij het toelaten van andere partijen tot hun gebouw, bijvoorbeeld uit angst voor kortsluiting, brand, dak- en stormschade. Ook agrariërs hebben doorgaans overwegingen om hoge prijzen te vragen voor gronden: een PV-installatie betekent weliswaar minder werk, maar het betreft een lange periode waarin de grond niet voor andere doelen beschikbaar is, en er zijn belastingtechnische onzekerheden (landbouwvrijstelling en overdracht).

In de marktconsultatie is ook gemeld dat er kosten gemaakt moeten worden om lokaal het sociaal draagvlak te bevorderen en eventueel participatie van omwonenden mogelijk te maken. Deze kosten worden echter niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Op basis van meerdere insprekers zou voor grote grondgebonden installaties (>1 MWp) een gemiddeld bedrag van ongeveer 0,5 €/kWp/jaar gelden.

Een andere kostencomponent die niet meegenomen wordt is *asset management*, ofwel het optimaliseren van de elektriciteitsopbrengst uit een installatie door de bedrijfstoestand continu aan te passen aan de actuele omstandigheden. Deze activiteiten leiden niet alleen tot meerkosten, maar zorgen tegelijkertijd voor een hogere elektriciteitsopbrengst. Omwille van de eenvoud van de berekening worden deze twee effecten tegen elkaar weggestreept en zodoende wordt *asset management* in de bepaling van de basisbedragen niet meegenomen. Op basis van diverse inspraakreacties zouden de betreffende kosten variëren tussen 0 (voor de vermogenscategorie beneden 100 kWp) tot 2 €/kWp/jaar (voor de grootste vermogenscategorie).

## C.5 Zonthermie

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Zonthermie (nieuwe categorieën)	<p>Uitgegaan wordt van toepassingen met warmtaperwaterbereiding. We zien echter juist een toename aan toepassingen met andere temperatuurniveaus (zowel lager zoals 30 graden als hoger zoals 90 graden).</p> <p>We begrijpen de onwenselijkheid om met teveel categorieën te werken, maar we vragen om te adviseren op basis van meerdere ontwerp temperatuurniveaus. Schaf de aftopping op maximale collectorprestatie af en heroverweeg het aantal vollasturen, laat het maximum los van 490 kWh/m<sup>2</sup>/jaar. Dan zijn 25% meer projecten mogelijk.</p>	<p>De gegeven suggesties zijn goed maar inderdaad is het onwenselijk om te veel categorieën naast elkaar te laten bestaan. Ongevenste effecten moeten natuurlijk wel voorkomen worden dus de categorie zonthermie en de ontwikkeling van het type aanvragen zal goed in de gaten gehouden worden. Voor SDE+ 2019 wordt er echter geen nieuwe categorie voorgesteld.</p>
Zonthermie (algemeen)	<p>De combinatie van zonthermie met andere technieken wordt aantrekkelijker om energiebesparing of CO<sub>2</sub>-reductie te realiseren. Deze ontwikkelingen worden gehinderd door de vormgeving van de SDE+. We stellen voor om zonthermie te beschouwen als een diverse uitvoerbare techniek met verschillende gewenste procestemperaturen, collectorprestaties en aantal vollasturen.</p> <p>Er kan gekeken worden naar diverse tariefgroepen, en combinaties met warmtenet, regeneratie van WKO, WKO in combinatie met een warmtepomp en seizoensopslag. We begrijpen en steunen dat de regeling eenvoudig moet blijven, maar we zien nu dat een aantal in onze ogen wenselijke ontwikkelingen bemoeilijkt worden.</p>	<p>Energiebesparing en CO<sub>2</sub>-reductie zijn geen doelstellingen van de huidige (niet-verbrede) SDE+. Daarbij komt dat de ondersteuning van warmte in de SDE+ gecompliceerd is en eventuele aanpassingen voor zonthermie is samenhang beschouwd moeten worden met andere warmteproductie categorieën. Het noemen van de termen warmtenet, WKO en seizoensopslag illustreert zaken waar eerst kaders over gesteld moeten worden, voordat deze opties (al dan niet) succesvol in de regeling ondersteund kunnen worden.</p>
Zonthermie (vollasturen)	<p>Er is een maximum van 700 vollasturen x 0,7 kWh aan zonthermie gekoppeld. Dit frustreert de ontwikkeling van de laag-temperatuurtoepassingen. Met lage temperaturen zijn er minimaal 1000 vollasturen mogelijk. Ons voorstel is een nieuwe paragraaf toe te voegen om de vollasturen te beschrijven en de vollasturen te verhogen van 700 naar 800, maar het basisbedrag gelijk te houden.</p> <p>Parallel hieraan kan dan het maximaal subsidiabele vermogen worden verhoogd of de aftopping worden afgeschaft. Op deze manier kunnen collectoren zich kwalitatief onderscheiden, en kunnen hogetemperatuursystemen aan bod komen in de SDE+.</p> <p>Door dit aan te passen worden de investeerders aangezet om verder</p>	<p>In de SDE+-methodiek wordt een referentie-systeem gedefinieerd waarvan het resulterende basisbedrag representatief geacht wordt voor een typisch systeem. Lagetemperatuursystemen worden in de huidige regeling niet specifiek beoogd. Een eventueel basisbedrag voor lagetemperatuursystemen zou dan naar verwachting lager zijn dan de nu voorgestelde bedragen, waardoor het vollasturenmaximum deze systemen niet onmogelijk hoeft te maken.</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	te kijken dan de prijs en te investeren in kwalitatief betere duurzame systemen.	
Zonthermie (vollasturen)	De markt en klanten zijn gediend bij een duurzaam en kwalitatief goed product. We stellen voor om voor dat alleen installaties met een kwaliteitskeur zoals Solar Key-mark of Kiwa ontvankelijk zijn voor subsidie via de SDE+. Een inschrijver zou ten minste de IAM van zijn collectoren hebben laten bepalen.	Het voorstel om keurmerken bij thermische collectoren verplicht te stellen valt buiten de bepaling van de onderzoeksvraag maar het punt zal doorgeleid worden naar EZK.

## C.6 Windenergie

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Windenergie (extra categorie)	In principe heeft de inspreker begrip voor de gedachte van een extra categorie in de onder de 7m/s-categorie. Er is echter nog niet toegelicht hoe de grens van de nieuwe categorie komt te lopen in een nieuwe windkaart. Tevens is er nog niet onderzocht wat de subsidie-impact over het geheel is; deze impact moet wel substantieel zijn om een wijziging te rechtvaardigen.	De nieuwe windkaart is opgenomen in het eindadvies. Vanwege de grote stap van Categorie III naar Categorie IV is de impact inderdaad substantieel in het basisbedrag, maar het is nog onduidelijk welke impact het zal hebben voor projecten en dus voor de totale subsidie-uitgaven.
Windenergie (extra categorie)	Inspreker merkt op dat 6,75 m/s een grote categorie blijft qua beslagen oppervlakte.	De categorie tot 6,75 m/s blijft inderdaad een grote categorie qua landoppervlak.
Windenergie (extra categorie)	Inspreker merkt op dat invoeren van nieuwe categorie weinig problemen geeft, omdat er weinig projectontwikkeling in de vierde categorie (6,75-7 m/s) is.	Dit wordt ter kennisgeving aangenomen.
Windenergie (extra categorie)	Voor projecten in de categorie 6,5-7,0 m/s is de subsidieafname zeer groot en niet begroot in lopende businesscases. Het advies is dan ook om deze nieuwe categorie-indeling pas in te voeren in voorjaar 2020 om rekening te houden met reeds gemaakte afspraken voor windparken in deze gebieden (bijvoorbeeld met landeigenaren en rondom participatie).	Het signaal van later instellen vanwege de projecten die reeds in ontwikkeling zijn zal worden doorgegeven aan EZK.
Windenergie (windkaart)	De huidige systematiek van de winddifferentiatie per gemeente is te grof voor een goede berekening van de onrendabele top. Dit leidt tot enerzijds oversubsidiëring en anderzijds tot het onnodig onmogelijk maken van projecten. Momenteel zit er een verschil van ongeveer 10% in basisbedrag tussen de verschillende tarief categorieën en daarnaast wordt de te hanteren windsnelheid gemiddeld over de oppervlakte van een gemeente. Dit kan tot verschillen in basistarieven leiden van 20% voor projecten die praktisch dezelfde windsnelheid hebben.	Aangezien de laagste windsnelheid gebruikt wordt voor elke categorie in de berekening van de vollasturen, zouden projecten niet onmogelijk gemaakt moeten worden. Dit is een ander geval als de gemeentegrenzen te grof zijn en de teveel locaties zijn in het park die een werkelijke windsnelheid genieten die onder de categoriegrens ligt.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Windenergie (windkaart)	Waarom wordt er niet een GIS-systeem gebruikt voor het bepalen van de windcategorie? Een koppeling met de windviewer is mogelijk. Inspreker begrijpt dat de methode wel uitvoerbaar moet blijven, maar windprojecten kunnen over meerdere gemeentegrenzen lopen, zoals in de praktijk ook blijkt.	De windkaart is een van de uitgangspunten vanuit EZK. De mogelijkheid tot het gebruiken van de windviewer zal worden doorgeleid naar EZK.
Windenergie (windkaart)	De bepaling van de windklasse, waarin een project zich bevindt zou het beste aan de hand van de windviewer bepaald kunnen worden en niet per gemeente. Via de coördinaten van de windturbines kan een gemiddelde windviewer waarde bepaald worden. Een groot aantal gemeenten is gewoonweg te groot om te kunnen dienen als nauwkeurige windklasse bepaling. Een andere mogelijkheid is het opsplitsen van grote gemeentes, zoals ook is gebeurd voor de gemeente Rotterdam.	De windkaart is een van de uitgangspunten vanuit EZK. De mogelijkheid tot het gebruiken van de windviewer of het opknippen van grote gemeenten zal doorgegeven worden aan EZK.
Windenergie (projectenpijplijn)	Kan het merendeel van de projecten uit met de basisbedragen voor windenergie? De eerste ronde van 2018 is niet volledig benut. RVO verwacht wel dat er in de tweede ronde wordt ingediend. Is er zicht op het aantal pijplijnprojecten?	RVO.nl publiceert een pijplijn van projecten in de Monitor wind op land. In het voorjaar van 2018 zijn er 47 aanvragen binnengekomen voor de SDE+ voor wind op land, voor een gering aandeel van het totale budget. Er zal in de gaten gehouden worden wat er gebeurt met de SDE+-aanvragen.
Windenergie (internationale vergelijking)	Hoe zijn de nieuwe ontwikkelingen met betrekking tot subsidiebedragen in andere EU-landen, zie meegestuurde bijlage?	De genoemde bijlage beidt geen vergelijking tussen de bedragen, maar de verschillende subsidieniveaus tussen landen en recordlage bedragen voor Windenergie op land in tenders. De combinatie van factoren die deze lage tarieven mogelijk maken worden niet besproken, zoals windcondities of ondersteuningssystemen.
Windenergie (referentiepark)	De geplande projecten betreffen steeds vaker kleine parken van zo'n vijf turbines: moet de referentie van 50 MW wel blijven staan? Niet overal in Nederland is er nog de mogelijkheid voor zulke grote parken.	Eerdere studies toonden aan dat de verschillen tussen parken van verschillende groottes minimaal zijn.
Windenergie (vollasturen)	Waar worden de vollasturen op gebaseerd?	De vollasturen zijn gebaseerd op de vermogenskrommes en een gemiddelde windsnelheid aan de ondergrens van de windcategorie.
Windenergie (kleine windturbines)	Voor kleine windturbines komen de huidige SDE+-bedragen niet uit. Het aantal vollasturen nu gesteld in de SDE kunnen door die kleine windturbines niet gehaald worden: waar grote turbines wellicht die 3200 tot 3700 halen, zit een kleine turbine op 2000 tot 2300 vollasturen.	De mogelijkheid van een extra categorie kleine windturbines is vorig jaar geadviseerd, maar niet overgenomen door EZK. Vanuit gedachte dat elke locatie telt, kan gekeken worden naar extra categorie. Maar een grote turbine plaatsen is efficiënter dan een hoogtebeperking opleggen. Mits hoogtebeperkingen voortvloeiën uit objectieve rede-

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	In andere landen is er een (niche)markt voor kleine windturbines. Volgens inspreker is er ook in Nederland een bestaansrecht voor de kleine turbines. Op een aantal locaties waar nu kleine windturbines staan van 15 tot 20 jaar oud, kunnen die veelal niet vervangen worden door nieuwe, grote windturbines. Om deze locatie voor een andere toepassing te gebruiken, zoals zon, is een hoger subsidiebedrag nodig dan voor wind. Er is dus plaats voor een tussencategorie: duurder dan grote windturbines, maar goedkoper dan andere duurzame energieopties voor die plek. Dit voorkomt het weglekken van windlocaties en geeft een kostenefficiëntie voor de implementatie van duurzame energie. Ook hebben kleine windturbines vaak een groter draagvlak dan grote. Mogelijkheid zou zijn een extra categorie voor kleine windturbines.	nen als externe veiligheid, geluid, schaduwslag, luchtvaartrestricties of militaire gebieden restricties, kan een kleine windturbine dus voordelen hebben.
Windenergie (kleine windturbines)	De postcoderoos biedt een andere mogelijkheid om een windturbines als een zogenaamde dorpsmolen te ontwikkelen met een geringe ashoogte. Het nadeel van de postcoderoos is dat er veel inschrijvers nodig zijn voor voldoende inleg, maar veelal zijn de gebieden die te maken hebben met hoogterestricties van turbines dunbevolkt. Zonneprojecten zijn makkelijker te schalen en daardoor makkelijker via de postcoderoos aan te pakken.	Dit wordt ter kennisgeving aangenomen.
Windenergie (kleine windturbines)	Kleinschalige windturbines zijn vaak <i>single-turbine</i> -projecten, waardoor er geen schaalvoordelen zijn voor kleine windturbines.	In de notitie ECN-N--17-024 (kosten kleinschalige windprojecten) in 2017 zijn de voor- en nadelen besproken van kleine windturbines en is laten zien dat de kleinschalige turbines inderdaad niet uitkomen met de huidige SDE+-bedragen.
Windenergie (industriële gebieden)	Windparken ontwikkelen in industriële gebieden is een gewenste omgeving vanwege een goede inpassing qua landschapsbeleving, maar is wel lastig vanwege de bestaande infrastructuur onder- en bovengronds. Dit heeft een impact op de funderingskosten en de windopbrengst. In de industriële omgeving is er ook vaak slechts plek voor een aantal turbines en zijn er daarom geen schaalvoordelen. Op een industriële omgeving kunnen er extra verliezen optreden bij benodigde stilstand voor onderhoud van de inrichting zelf.	De SDE+ is niet projectspecifiek. Tot nu toe is geen signaal gekomen uit de markt dat er grote behoefte is naar onderzoek naar windprojecten in industriële gebieden in het algemeen. Het is dus onduidelijk of de genoemde problematiek generiek is of specifiek de inrichting betreft van de projectinitiator.
Windenergie (primaire waterkeringen)	Gelden locaties binnendijks ook als wind op primaire waterkering?	De categorie Wind op primaire waterkering omhelst plaatsing van turbines binnen het waterstaatswerk of binnen de beschermingszone van een voorliggende



Onderwerp	Consulatie	Reactie
		waterkering dan wel de zee-waartsgerichte beschermingszone van een zeewaterkering. De binnenwaartse beschermingszone van een zeewaterkering (als primaire waterkering) geldt dus niet binnen de categorie wind op primaire waterkering.
Windenergie (investeringskosten, voorbereidingskosten)	Volgens inspreker zijn de gemiddelde voorbereidingskosten zodanig dat dit een flinke hap uit het rendement op eigen Vermogen oplevert. Rekent PBL door of deze en de participatiekosten wel allemaal uitkunnen uit het rendement op eigen vermogen?	Volgens de berekening van de inspreker blijft er een positief rendement over ook na het meenemen van extra kosten als participatiekosten. Het wordt niet ondersteund dat voor dat rendement er geen interesse is om een windproject te financieren.
Windenergie (investeringskosten, voorbereidingskosten)	Inspreker wil blijven benadrukken dat de voorbereidingskosten voor windparken aanzienlijk zijn, ook al mogen ze niet meegenomen worden van Brussel.	Vorbereidingskosten worden niet meegenomen in de kosten maar worden gezien als gedekt door het rendement op eigen vermogen. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Windenergie (investeringskosten, turbinekosten)	Inspreker ziet geen redenen om te twifelen aan de bijstelling met 50 euro voor de turbinekosten. Wel houden ze rekening met een einde aan de kostendaling van de turbine-CAPEX per MW. De kosten per MWh kunnen echter nog dalen indien er ruimte is voor het benutten in projecten van maximale hoogte en rotordiameter.	Momenteel wordt het advies bepaald voor de bepaling van de basisbedragen voor de SDE+ in 2019. Vanuit de markt wordt signaleerd dat de turbineprijzen nog zullen dalen. Of in 2020 ook een kostendaling kan worden meegenomen zal nu niet worden beschouwd. Door een stijging van de vollasturen, zoals vorig jaar is gesteld, dalen de kosten per MWh.
Windenergie (investeringskosten, civiele kosten)	De totale investeringskosten van 1.150 EUR/kW zijn onderschat. De extra kosten van de netaansluiting, civiele infra etc zijn niet gelijk gebleven t.o.v. van vorig jaar. Met name de civiele kosten stijgen. Ook zien wij op dit moment bij diverse projecten dat de kosten substantieel zijn (tussen de 150-300k per MW). Wij zouden graag zien wat deze kosten zijn per kW volgens PBL voor een goede vergelijking. Kan PBL een specificatie geven per kostenpost?	Om de betrouwbaarheid van de verkregen data te bewaren, worden de kosten niet per kostenpost vermeld in het advies.
Windenergie (investeringskosten, civiele kosten)	De civiele kosten stijgen door een schaarste markt aannemers. De crisis voor bouw is voorbij, en de bouwers hebben weer een goedgevulde portfolio. De civiele kosten stijgen fors, in elk geval meer dan inflatie. Dat laatste is niet na te gaan in de kostprijsberekening.	Er is momenteel geen duidelijk signaal dat de civiele kosten stijgen vanuit de markt. De civiele kosten zijn licht aangepast in het eindadvies om inflatie mee te nemen.
Windenergie (investeringskosten, civiele kosten)	De bouweisen veranderen, zo zijn er meer palen nodig voor de fundering. Dit geeft ook een verhoging van de civiele kosten.	Er is momenteel geen duidelijk signaal dat de civiele kosten stijgen vanuit de markt. De civiele kosten zijn licht aangepast in het eindadvies om inflatie mee te nemen.
Windenergie (investeringskosten, funderingen primaire waterkeringen)	De civiele kosten zijn vaak één kostenpost die niet wordt opgedeeld in verschillende posten.	Momenteel worden extra kosten meegenomen voor wind op primaire waterkering voor hogere

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	Het is daardoor lastig te beantwoorden wat de specifieke extra kosten zijn voor de civiele kosten voor wind op primaire waterkeringen. Wel zijn er extra kosten, vanwege voorbelasting, studies, positie van de funderingen en kraanopstelplaatsen.	civiele kosten, parkbekabelingskosten en funderingskosten.
Windenergie (investeringskosten)	Oplossingen voor obstakelverlichting zijn dure oplossingen. Het is momenteel onduidelijk of dit zal worden ingevoerd, maar als dit zo is zal het zeker kostenverhogend zijn. Dit geldt ook voor monitorings- en stilstandsverplichtingen uit de natuurwetgeving zoals radarsystemen. Daar wordt momenteel geen rekening mee gehouden in de SDE+ en kan wel flink in de kosten lopen.	Momenteel is dit nog geen verplichting en zal niet mee worden genomen in de investeringskosten. Er valt op te merken dat de kosten niet significant als het één radarsysteem op een windpark van 50 MW betreft: bij kleinere windparken heeft het een groter effect.
Windenergie (extra kosten)	Een toenemende kostenfactor zijn de (nog onduidelijke en potentieel hoge) kosten voor monitoring van vogels of vleermuizen en de stilstandsvoorzieningen hiervoor. Een ander punt van zorg is de voortdurende druk van bovenwettelijke maatregelen zoals voor slagschaduw- en geluidbeperking, radar voor obstakelverlichting e.d. Moeten deze kosten wel allemaal bij de projectontwikkelaar liggen? Wordt dit verplicht?	Momenteel is dit nog geen verplichting en zal niet mee worden genomen in de investeringskosten.
Windenergie (wind in meer)	Inspreker heeft geen verklaring waarom de kosten van Wind in meer zich niet bevinden tussen het basisbedrag van Wind op land en de tenderbedragen van Wind op zee.	Enkele aspecten om te noemen zijn de netaansluiting op kosten van ontwikkelaar, vollasturen in meer ten opzichte van offshore, de schaalgrootte en de mogelijke windturbinetiphoogte.
Windenergie (onderhoudskosten)	De O&M-kosten zijn verdeeld in de variabele en vaste kosten. Deze kosten verschillen per site aangezien een site met hogere windsnelheden hogere kosten heeft.	Aangezien turbineonderhoud meegenomen worden in euro per MWh, zijn er hogere kosten meegenomen voor windrijke sites met veel vollasturen.
Windenergie (operationele kosten, verzekering)	Naar ervaring van inspreker is de verzekering in de vaste operationele kosten rond de 3 %, is dit ook zo meegenomen in de SDE+-berekeningen?	Om de betrouwbaarheid van de verkregen data te bewaren, worden de kosten niet per kostenpost vermeld in het advies.
Windenergie (grondkosten)	Grondkosten en gebiedskosten en participatiekosten gaan om een eerlijke verdeling van de opbrengsten tussen de initiatiefnemer en de omgeving. Jammer dat EZK heeft afgezien van het bundelen van de grondkosten, participatiekosten en gebiedskosten.	De daling van de grondkosten is een uitgangspunt geformuleerd door EZK.
Windenergie (grondkosten)	Grondkosten zijn nog te hoog, kan nog lager, maar een jaarlijkse verlaging kan niet eindeloos worden ingezet. Verdere beleids-gedreven verlaging van de grondkosten zouden na verloop van tijd te ver van de realiteit kunnen liggen. In het buitenland wordt bijvoorbeeld de	De daling van de grondkosten is een uitgangspunt geformuleerd door EZK.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	missende hectare voor de landeigenaar door de windturbine elders aangekocht. In Nederland is er niet die mogelijkheid.	
Windenergie (grondkosten)	Zon heeft een veel snellere doorlooptijd, dus minder afstand tussen de landeigenaar afspraak en SDE+-aanvraag; de 10% verlaging elk jaar is daardoor voor wind een groter probleem.	De daling van de grondkosten is een uitgangspunt geformuleerd door EZK.
Windenergie (grondkosten)	De grondkostensystematiek wijkt af van de marktconsultatiesystematiek. Hier wordt niet op praktijkcijfers gebaseerd maar een EZK-waarde gesteld. Echter, in de praktijk is dit vaak lastig en project is afhankelijk van die landeigenaren met te hoge verwachtingen.	De daling van de grondkosten is een uitgangspunt geformuleerd door EZK.
Windenergie (omgevingsvergoeding en grondkosten)	Inspreker vindt ook dat de grondkosten zouden moeten afnemen. Op dit moment wordt een deel van de grondkosten al gebruikt om de directe omgeving te vergoeden. Bovendien wordt ca. 25% van een park tegenwoordig ontwikkeld voor de gemeenschap, waarvoor dus geen inkomsten door de ontwikkelaar worden ontvangen. Afname van grondvergoeding moet ons inziens derhalve gepaard gaan met het instellen van een omgevingsvergoeding. Geadviseerd wordt om hiervoor 5 à 10% per MWh op te nemen, aan te wenden voor natuurcompensatie, gebiedsfonds, participatiekosten.	De daling van de grondkosten en het niet meenemen van participatiekosten en gebiedskosten zijn uitgangspunten geformuleerd door EZK.
Windenergie (participatiekosten en grondkosten)	De genoemde grondkostenvergoeding in de SDE+ bieden een houvast voor ontwikkelaars: een projectontwikkelaar kan in de onderhandelingen hiernaar verwijzen als wat een redelijke vergoeding is. Dit zou ook voor de participatiekosten kunnen gelden. Dit zou moeten worden beschouwd in bepaling of deze kosten meegenomen moeten worden. Participatiekosten zijn een groeiende kostenpost. Wij pleiten ervoor om deze wel mee te nemen aangezien het een cruciaal onderdeel is voor acceptatie door de omgeving en het slagen van projecten.  Het bepalen van de participatiekosten kost ongeveer één jaar ontwikkelingstijd, omdat gemeenten willen vaak niet beginnen aan de vergunningsprocedure voor dit geregeld is.	De daling van de grondkosten en het niet meenemen van participatiekosten en gebiedskosten zijn uitgangspunten geformuleerd door EZK.
Windenergie (restwaarde, levensduur)	Vanuit de praktijk bekeken is exploitatie van 20 jaar de meest reële aanname. Niet duidelijk is of de additionele cashflow zoals berekend is, al is afgetrokken, het lijkt van wel. Onzekerheden voor	De inkomsten van de elektriciteitsverkoop in de jaren 16 tot 20 (eind subsidieperiode tot eind economische levensduur) worden meegenomen in de basisbedra-

Onderwerp	Consultatie	Reactie
	de jaren 15-20 zijn echter zeer groot (planologie, prijs, profielkosten, onderhoud, hercertificering) waarmee de waarde van dit bedrag lager is dan voorgesteld.	genberekening. De onzekerheden die voortvloeien uit de verlenging van de berekeningsperiode worden op de volgende manieren beheerd: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektriciteitsprijs wordt geïndexeerd met de inflatie.</li> <li>• De profiel- en onbalansfactor voor wind op land is berekend op basis van de NEV (2017), voor elk jaar in de periode 2019-2040.</li> <li>• De variabele onderhoudskosten van de turbines zijn verhoogd.</li> <li>• Kosten voor hercertificering en planologie zijn niet aan de orde: er is geen sprake van een vernieuwd vergunningstraject en de certificering van <i>onshore</i> windturbines is gewoonlijk minstens 20 jaar.</li> </ul>
Windenergie (restwaarde, profiel- en onbalanskosten)	Welke profiel- en onbalanskosten worden hiervoor meegenomen over de verlengde periode van 20 jaar?	Specifiek de jaren 2035-2039 zijn hierbij van belang. Daar liggen de profiel- en onbalanskosten op 20 tot 25% van de ongewogen elektriciteitsprijs (ca. 0,012 €/kWh).
Windenergie (onderhoudskosten)	De garantie- en onderhoudskosten zijn gedaald van 0,90 ct/kWh naar 0,86 ct/kWh. Met een nuance: want omdat alles voor 20 jaar is doorgerekend is, is het eigenlijk 0,86*1,1.	De aangenomen onderhoudskosten worden inderdaad verhoogd vanwege de verlenging van de beschouwde levensduur van 15 jaar naar 20 jaar. Op basis van de consultatie zijn de onderhoudskosten in het eindadvies verlaagd naar +7% over de gehele periode.
Windenergie (onderhoudskosten)	Welke aannames zijn gedaan over de toegenomen variabele kosten na jaar 15? Worden OPEX-kosten na jaar 15 geïndexeerd op basis van de huidige kosten? Een oudere turbine heeft meer OPEX-kosten. Deze kosten lopen lineair op van jaar 1 tot jaar 20. Jaar 16 t/m 20 zijn ze daardoor ongeveer 10% hoger. Dat lijkt niet meegenomen te worden in het OT-model. Zijn grote onzekerheden voor lange termijn van 20 jaar.	De aangenomen onderhoudskosten worden inderdaad verhoogd vanwege de verlenging van de beschouwde levensduur van 15 jaar naar 20 jaar. Op basis van de consultatie zijn de onderhoudskosten in het eindadvies verlaagd naar +7% over de gehele periode.
Windenergie (restwaarde, saneringskosten)	Saneringskosten worden niet in de berekening meegenomen. De toekomst voor wind op land is dat er naast nieuwe projecten ook steeds meer projecten zullen worden opgeschaald. Het is gemakkelijk om in het algemeen te controleren of bij SDE+-aanvragen er sprake is van opschaling. Ook zouden gegeven de leeftijd van de oude windturbines en de bestaande productie eenvoudig de saneringskosten (gemiste productie) voor de projecten uitgerekend kunnen worden. Voor projecten waarbij sanering een voorwaarde is bij het bouwen van nieuwe windturbines ligt daardoor het kostenniveau hoger dan nu wordt aange-	De ontmantelingskosten voor een windpark worden meegenomen in berekening van de basisbedragen. Echter de saneringskosten voor vroegtijdig beëindiging van de projectlooptijd valt niet onder de SDE+: deze kosten zijn gerelateerd met een vorig project, en niet met de huidige ontwikkeling. Het meenemen van deze kosten zou leiden tot oversubsidiëring van andere projecten.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	nomen in de onrendabeletoprekening. Dit kan leiden tot het schrappen van enkele locaties waar turbines niet rendabel vervangen kunnen worden door grotere turbines vanwege hogterrestricties. Het tempo in de toename van wind op land zou kunnen worden vergroot door een (beperkte) mogelijkheid om saneringsvergoeding mee te nemen in het basisbedrag.	
Windenergie (restwaarde, ontmantelingskosten)	Wat zijn de ontmantelingskosten aan het einde van de levensduur? Turbines worden nu veelal niet doorverkocht.	De kosten van de ontmantelingsoperatie zijn gesteld op (-)10% van initiële investeringskosten. De restwaarde is (+)5% van de initiële investeringskosten. Totale ontmantelingskosten zijn daarom gezet op -5% van de initiële investeringskosten.
Windenergie (restwaarde, ontmantelingskosten)	Naar schatting van inspreker is de verwijdering 5 à 10% van de nieuwbouwwaarde, waarbij stalen constructies aan de onderkant en betonconstructies aan de bovenkant zitten. Richting 10% als het beton is. Maar hier moet restwaarde nog vanaf.	In de SDE+ wordt geen onderscheid gemaakt in het type fundering. De opgemerkte percentages voor ontmantelingskosten sluiten aan bij de aangenomen waarden van 10% verwijderingskosten en 5% restwaarde. Afhankelijk van het type fundering zal dit dus aan de ruime kant kunnen liggen. Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om na te gaan hoe sterk de impact van de netto ontmantelingskosten op de basisbedragen is.
Windenergie (restwaarde)	Wat is de restwaarde van een windturbine na 15/20/25 jaar? Hier is geen generiek antwoord op te geven.	Uit de marktconsultatie blijkt dat de markt voor tweedehands windturbines steeds krappere is geworden. In veel gevallen worden ze niet doorverkocht maar gereduceerd tot grondstoffen. De restwaarde vertegenwoordigt de waarde van de materialen die nog kunnen worden teruggevonden en doorverkocht, zoals staal en koper. Restwaarde is daarop geschat als 5% van de initiële investeringskosten.
Windenergie (restwaarde, elektriciteitsprijzen)	Als de subsidie over 20 jaar wordt berekend dan wel erg groot risico m.b.t. de aannames over de marktprijs. Vreemd om uit te gaan van 40 €/MWh en dat te indexeren over 20 jaar.	De berekening is aangepast door de jaarspecifieke berekeningen uit de NEV over te nemen.
Windenergie (investeringskosten, turbineprijzen)	Inspreker bevestigt dat windturbineprijzen dalen. De rente gaat echter wel omhoog en verwachting is dat deze verder zal stijgen, gezien de ontwikkelingen in de VS. Dit levert een tweede-orde-effect voor turbineprijzen (en een eerste-orde-effect voor financiering). Momenteel zijn de staalprijzen wel al aan het stijgen en kosten manuren gaan ook omhoog, maar gelukkig is dat nog niet terug te zien in de windturbineprijzen van dit moment.	Dit wordt ter kennisgeving aangenomen. In de financiering wordt wel een stijging van de rente met 0,5 procentpunt aangenomen.
Windenergie (typefout)	Typefout per MWh -> per MW vaste kosten	Klopt, de typefout is aangepast.

## C.7 Biomassaverbranding en -vergassing

Onderwerp	Consultatie	Reactie
Biomassa (accijnsvrijstelling)	Wat vindt PBL ervan dat reeds beschikte projecten in de problemen komen doordat de accijnsvrijstelling wordt afgeschaft?	Daar heeft PBL in de context van het SDE+-subsidieadvies geen mening over.
Biomassa (afvalstoffenheffing)	Ook wordt de afvalstoffenheffing verbreedt en verdiept. Dit zal een verlamdend effect hebben voor in ieder geval B-hout projecten, maar ook A-hout projecten lopen hier risico door op. Welke mening heeft PBL hierover?	Voor de categorieën die B-hout als referentiebrandstof gebruiken, bepalen we de prijs die installatie bij de poort voor het B-hout betalen of krijgen.
Biomassa (prijs)	"het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren". Gezien de marktgrootte is er bij chips een vergelijkbaar risico als bij pellets, al is het valutarisico verschillend.	Het goed mogelijk is om hout-snippers tegen 4,5 €/GJ te contracteren. In het advies rekenen we echter met een prijs van 5 €/GJ om de continuïteit van nieuwe projecten te garanderen.
Biomassa (warmtestaffel)	Het invoeren van de warmtestaffel is een belangrijke verbetering in de SDE+-regeling. Bij de warmtestaffel van het voorjaar is er een risico op strategisch gedrag, wat kan blijken uit aanvragen in deze staffel die je niet zou verwachten. Mogelijke oplossingen hiervoor zijn om: <ul style="list-style-type: none"> <li>• een formule in plaats van een getrapte warmtestaffel</li> <li>• beperken van het verschil in subsidie tussen kleine ketels grote ketels.</li> </ul>	Er is een aparte openbare notitie (PBL, Advies SDE+ najaar 2018, Aanpassing warmtestaffel, 3 juli 2018) waarin specifiek over dit punt geadviseerd wordt. Het eindadvies SDE+ 2019 sluit aan bij dit najaarsadvies.
Biomassa (systeemafbakening)	De beschrijving van de referentie-installaties is te generiek voor een goed onderbouwde discussie, met uitzondering van de beschrijving voor windenergiecategorieën. Bij Wind op land worden ook niet alle getallen genoemd, maar staan wel genoeg aannames over de verschillende posten om er een constructief gesprek over te kunnen voeren in de consultatie. Bij biomassa lijkt te worden uitgegaan van RVO-data van de afgelopen aanvragen, maar er is geen duidelijk gedefinieerde referentie-installatie met bijbehorende kostenposten.	Deze suggestie wordt overgenomen. In hoofdstuk 8 is voor biomassaverbranding een vergelijkbaar postenoverzicht gegeven.
Biomassa (warmtestaffel)	"De wenselijkheid wordt onderzocht [om de warmtestaffel te verbreden naar de 0,5-5 MW]". Graag een verdere toelichting op deze mogelijke extra categorieën en hoe dit uitgewerkt zou worden.	Het risico op strategisch gebruik van de staffel, dat wil zeggen dat men het technisch ontwerp wezenlijk aanpast aan de subsidie-regeling, werd groot geacht. Daarom is het verzoek om verbreding van de staffel te onderzoeken, gekoppeld aan de uitkomsten van de voorjaarsronde SDE+ 2018. Echter, de resultaten waren van dien aard, dat de staffel in de najaarsronde SDE+ 2018 ook al verschilde van die in de voorjaarsronde. Daarom adviseert PBL om de najaarsronde SDE+ 2018 te betrekken bij een analyse om tot verbreding

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		van de warmtestaffel te komen. Die informatie was niet tijdig beschikbaar voor het opstellen van dit advies.
Biomassa (biomassaprijs)	Er zou voorzichtig omgegaan moeten worden met het uitgangspunt dat prijsonderscheid in biomassagebruik mogelijk is. In geval van een grootgebruiker van biomassa zou gerekend kunnen worden met een hogere prijs. Er is meer biomassa nodig, dus een hoger risico dat er niet genoeg is en dus moet er met een hogere prijs gerekend worden. Aan de andere kant is er ook de mogelijkheid dat de prijs lager is als grote inkoper. Hoe de prijs zich ontwikkelt zal afhangen van de locatie, timing en ontwikkelaars van het project. Graag dus een verder toelichting hoe dit uitgewerkt zou moeten worden.	De SDE+-regeling is een generieke regeling. PBL leest het uitgangspunt dan ook als een generiek uitgangspunt. Dat wil zeggen dat we per categorie een andere biomassaprijs kunnen hanteren, ook al is de biomassa-soort gelijk. Onderscheid zou dan echter wel generiek tussen categorieën te maken moeten zijn, en kan niet afhankelijk zijn van de specifieke aanvrager. In de uitwerking van het advies hebben we ons niet op dit uitgangspunt hoeven te beroepen.
Biomassa (afvalstoffenheffing)	<p>De basisbedragen moeten worden aangepast als de vrijstelling voor afvalstoffenheffing voor het verbranden van biomassa afgeschaft wordt. De kostprijs van de biomassa grondstoffen gaat dan immer omhoog.</p> <p>Het finale advies moet adviseren dat als de vrijstelling wordt afgeschaft, dat deze niet van toepassing kan worden op reeds bestaande projecten met een SDE+-beschikking, tenzij het prijsverschil dat ontstaat, volledig wordt gecompenseerd door aanpassing van het correctiebedrag.</p> <p>Een ander uitgangspunt van de advisering door PBL is dat "de basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 juni 2018 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2019 van kracht is. Het afschaffen van de vrijstelling is een concreet beleidsvoorstel dat is opgenomen in het regeerakkoord. Dit rechtvaardigt een expliciete advisering op dit punt, mede met het oog op de looptijd van 8 jaar van SDE+ projecten voor bio-energieprojecten.</p>	<p>De prijs van biomassa is verwerkt in het basisbedrag en prijsrisico's zijn als zodanig onderdeel van het ondernemersrisico. Het vraagstuk van de afvalstoffenheffing is ook een verdelingsvraagstuk (wie gaat dat betalen) en valt binnen de context van de afvalwetgeving (wat doen we met onze reststoffen), waarmee het vraagstuk dus SDE+-overstijgend is. In het huidige advies hanteren we een normatieve prijs voor B-hout van 0 €/t; de prijs is momenteel soms zelfs negatief.</p> <p>Een beleidsintentie die is opgenomen in een regeerakkoord, beschouwen wij overigens nog niet als "bekende wet- en regelgeving".</p>
Biomassa (biomassaprijzen)	Voor voorbereekte biomassa wordt dezelfde berekend als andere biomassa. Door voorbereeking (torrefactie, pyrolyse, pelletisering) komt echter meer biomassa beschikbaar en dus is een is andere kostentoekening gerechtvaardigd.	Houtpellets zijn voorbereekte biomassa met een eigen prijsstelling en zijn in die hoedanigheid opgenomen in het advies.
Biomassa (nieuwe categorie)	Er moet een aparte categorie voor pyrolyse komen.	EZK heeft als uitgangspunt meegegeven: "Vanwege hogere kostprijs wordt geen advies uitgebracht over een aparte categorie voor pyrolyseolie".

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Biomassa (grote ketel op B-hout)	Indiener is geen voorstander van een categorie ketel > 5 MWth op B-hout, vanwege toenemende krapte op de B-houtmarkt.	Op verzoek van EZK is advies uitgebracht voor de genoemde categorie.
Biomassa (biomassaprijzen)	Waarom worden er verschillende basisbedragen berekend, met biomassaprijzen van nu en biomassaprijzen van 2014?	Dit uitgangspunt vindt zijn herkomst in de onwenselijkheid van een prijsspiraal, waarbij hogere biomassaprijzen tot hogere subsidies leiden die weer tot hogere biomassaprijzen leiden. In het verleden hebben we daarom twee cijfers gegeven: een beleidsadvies op basis van momentane biomassaprijzen en een zogenoemde aanvullende berekening met historische (2014) biomassaprijzen. Overigens zijn de huidige biomassaprijzen lager dan die in 2014, waardoor dit uitgangspunt geen invloed heeft op het advies voor de SDE+ 2019.
Biomassaverbranding (algemeen)	<p>Bij de adviezen wordt zwaar geleund op informatie uit SDE+-aanvragen. Risico is dat alleen projecten die dankzij een aantal unieke omgevings- en marktcondities in staat zijn om een rendabel project te ontwikkelen, de norm voor het advies maken. De herhaalbaarheid zal gering zijn waardoor het aantal projecten dat met deze basisbedragen uit de voeten kan snel op zal drogen.</p> <p>Risico is ook dat de verwachte kosten in een aanvraag bijna altijd lager zijn dan de daadwerkelijke kosten na realisatie. Daar wordt nu geen rekening mee gehouden.</p> <p>Deze risico's kunnen (deels) ondervangen worden door bij het schrijven van de adviezen gebruik te maken van informatie van projecten die gerealiseerd en operationeel zijn.</p>	Naast de aanvragen betrekken adviseurs tevens een grote hoeveelheid informatie uit gerealiseerde projecten en opgaven van leveranciers.
Biomassaverbranding (algemeen)	De rol van biomassa als buffermogelijkheid in combinatie met <i>smart grids</i> moet ook bekeken worden. Een biomassaketel is goed inpasbaar voor zowel warmte- als elektriciteitsproductie samen met intermitterende technieken zoals zon en wind. Dit vanwege de goede op- en afschakelmogelijkheden. Netinstabiliteit zien wij als een belangrijk risico in de energietransitie. We nog ver weg van een <i>full electric</i> -samenleving, dus het is realistischer als ook gekeken wordt naar een combinatie van duurzame bronnen en <i>smart grids</i> om op de laagst mogelijke maatschappelijke kosten van "gas los" richting CO <sub>2</sub> -neutraal te komen.	Een installatie voor productie van elektriciteit behoort niet tot de uitgangspunten bij een subsidie-categorie voor de productie van warmte uit een biomassaketel. Systeemintegratie van hernieuwbaar noch het aardgasvrij maken van de samenleving noch CO <sub>2</sub> -sturen vormen kader voor de huidige (niet-verbrede) SDE+.
Biomassaverbranding (warmtestaffel)	Het afstemmen van vraag en aanbod van warmte en de afhankelijkheid van vaak maar één	We onderkennen dit probleem en daarom is er voor de ketel >5MW



Onderwerp	Consulatie	Reactie
	warmteafnemer zijn kenmerkend voor veel houtketelprojecten. Er zijn vaak geen alternatieven wanneer deze afnemer wegvalt. Hiermee zijn dit type projecten bovengemiddeld qua risico. Dit zien we onvoldoende terug in het basisbedrag.	op snoei- en dunningshout een vollasturenstaffel ingevoerd.
Biomassaverbranding (biomassaprijzen)	De houtsnipperprijzen laten zich lastig voorspellen. De projecten hebben een looptijd van ongeveer 12 jaar. De huidige gunstige houtmarkt is naar onze mening tijdelijk en wij vinden dat er onvoldoende risicopremie in de houtprijzen wordt ingerekend.	We onderkennen dit en rekenen in het advies daarom met 5 €/GJ in plaats van de huidige marktprijs van 4,5 €/GJ, waarbij de aanvullende 0,5 €/GJ moet zorgen voor voldoende mate van zekerheid voor continuering van nieuwe projecten over de looptijd van het project.
Biomassaverbranding (vergassing)	Biomassavergassing is nog een innovatieve techniek waarvan in Europa nog steeds geen enkele installatie bedrijfszeker draait. Het gehanteerde energetisch rendement van 65% is daarom taakstellend en de gehanteerde 7500 vollasturen kunnen wij niet plaatsen.	Groengasproductie middels een vergasser is beoogd als is een volcontinu proces. De vergassingstechnologie wordt tevens wereldwijd al toegepast. Tevens bieden de geadviseerde investeringskosten voldoende grond voor een dergelijk hoog aantal vollasturen. Bovendien merken we op dat de uitgangspunten stellen: "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".
Biomassaverbranding (biomassaprijzen)	De oplossing die door het PBL aangedragen wordt, is niet bevredigend. De oplossing moet gezocht worden in de herintroductie van de accijnsvrijstelling.	Voor kennisgeving aangenomen.
Biomassaverbranding (biomassaprijzen)	Uitgegaan wordt van een energie-inhoud van 10 GJ/t bij snoeien dunningshout. Opponent heeft voor een biomassaproject een jaar lang bij verschillende groenverwerkers chips, <i>shreds</i> en zeefoverloop <i>gesampled</i> en geanalyseerd. Dit gaf een gemiddelde energie-inhoud van tussen de 8 en 9 GJ/t.	In het eindadvies wordt gerekend met 9 GJ/t.
Biomassaverbranding (warmtestaffel)	Stadsverwarming heeft een staffel voor biomassa nodig of andere categorieën, omdat voor stadsverwarming het verduurzamen van de middenlast- en piekvraag de grootste uitdaging vormt. Behoud daarom de warmtestaffel voor de verduurzaming van stadsverwarming	Het advies voor de SDE+ 2019 bevat een doorrekening van een warmtestaffel voor grote biomassaketels.
Biomassaverbranding (warmtestaffel)	Daar waar reeds de basislast is verduurzaamd, vormt een staffel een instrument om de flankmaanden en de wintermaanden (midden- en piekvraag) te kunnen verduurzamen met nieuwe warmteprojecten die minder vollasturen produceren en invoeden.  Daar waar de basislast nog niet verduurzaamd is, is het nodig	De categorie <5MW gaat reeds uit van een relatief laag aantal vollasturen. Voor de categorie >5 MW is een vollasturenstaffel aanwezig.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>een groter vermogen te realiseren dan de basislast op 7000 vollasturen.</p> <p>Ook bij kleinere WKC-netten met een kleinere warmtevraag voor, tijdens en na de zomerperiode heeft een staffel nut. Onderstaand het voorbeeld van een warmtenet waarbij de basislast op 1 MW ligt rond de zomerperiode, maar in de flankmaanden en winter naar 3MW gaat. Bij een staffel kan hier dus een biomassa-installatie ontwikkeld worden van 3MW met ongeveer 4000 vollasturen. Zonder staffel zou dit 1 MW met 7000 vollasturen zijn. Met een 3MW-installatie en staffel wordt veel meer vraag verduurzaamd.</p>	
Biomassaverbranding (warmtestaffel)	<p>Maak de warmtestaffel flexibel over de looptijd van de beschikking voor beschikkingen van 'ketel op vaste biomassa', voor als geothermie een succesvolle basislastwarmtebron wordt. De installatie moet over kunnen gaan van de huidige basislastwarmteproductie (7000 vollasturen per jaar) naar mid- en pieklastwarmteproductie (4.000 vollasturen per jaar), wat alleen mogelijk is door de staffel van 'vollasturen in combinatie met het basisbedrag' in de SDE+-beschikking flexibel te maken over de looptijd van de SDE+ beschikking. Anders gezegd de mogelijkheid te bieden om de huidige beschikking van 7000 om te zetten naar bijvoorbeeld 4000 uren met een hoger bijpassend basisbedrag. Voor stadswarmte en verduurzaming is het van belang om zowel de basis- als de mid- en pieklast naar de toekomst toe te kunnen gaan verduurzamen. De optie van het niet inregelen van deze flexibiliteit kan zorgen voor een stagnatie van verduurzaming van de warmteproductie.</p>	<p>De wens om een flexibele staffel in te voeren, in plaats van de huidige vaste staffel, is doorgegeven aan EZK.</p>
Biomassa (afvalstoffenheffing)	<p>Vanaf 2019 komt er een hoger belastingtarief op het verbranden en storten van afvalstoffen. In eerste instantie zal er een verhoging komen op de momenteel al onder de heffing vallende afvalstromen. De verhoging moet in totaal jaarlijks 100 miljoen euro aan extra inkomsten opleveren, 50 miljoen euro bij bedrijven en bij de burger 50 miljoen euro. De afvalstoffenbelasting is momenteel 13,11 € /t en de totale jaarlijkse bruto-inkomsten uit deze heffing zijn 100 miljoen euro bij een onder de belasting vallende hoeveelheid afval van ongeveer</p>	<p>De prijs van biomassa is verwerkt in het basisbedrag en prijsrisico's zijn als zodanig onderdeel van het ondernemersrisico. Het vraagstuk van de afvalstoffenheffing is ook een verdelingsvraagstuk (wie gaat dat betalen) en valt binnen de context van de afvalwetgeving (wat doen we met onze reststoffen), waarmee het vraagstuk dus SDE+-overstijgend is. Het verzoek hebben we doorgegeven aan EZK.</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>7,6 Mt/jaar. Om de totale jaarlijkse bruto-inkomsten te verhogen tot 200 miljoen euro, zou voor de huidige hoeveelheid het tarief rond de 20 €/t moeten worden. Er wordt daarnaast overwogen om in een later stadium de heffing te verbreden naar andere reststromen die nu nog onder een vrijstelling vallen, zoals zuiveringsslib en reststromen als B-hout welke worden verbrand in biomassa-energiecentrales. Mogelijk wordt de afvalstoffenheffing ook van toepassing op houtshreds afgescheiden bij compostering. Dit heeft niet alleen consequenties voor de nieuwe, maar ook voor de reeds afgegeven SDE+-beschikkingen. De grotere onrendabele top zal bijvoorbeeld via het correctiebedrag gecompenseerd moeten worden. Wij verzoeken EZK hier reeds op te anticiperen en compenserende maatregelen te verkennen en indien nodig te nemen.</p>	
Biomassa (B-hout)	<p>Het PBL stelt dat er een tijdelijk overschot is van B-hout is op de Nederlandse markt. Wij herkennen dit niet. In 2018 is er juist sprake van krapte. Deze krapte wordt alleen maar zodra er 1 Mt per jaar capaciteit in het Verenigd Koninkrijk online komt in de loop van dit jaar.</p> <p>Het PBL stelt verder dat er sprake is van een krimpende spaanplaatindustrie. Ook dit is onjuist. Het is met name de spaanplaatindustrie, die op volle toeren draait in een opbloeiende economie. Tijdens de economische recessie had deze industrietak het erg zwaar in 2013-2015. Momenteel draait elke spaanplaatfabriek op maximale capaciteit. Dit impliceert dat de spaanplaatindustrie maximaal B-hout aan het innemen is. Tevens attenderen wij het PBL op nieuwe initiatieven van spaanplaatfabrikanten in België en Luxemburg.</p> <p>Uit het bovenstaande kan men afleiden dat de vraag eerder luidt hoe groot het structureel tekort de komende jaren wordt. Elk nieuw B-houtinitiatief gaat het tekort verder versterken. Dit vormt een situatie, die EZK niet zou moeten stimuleren; ook niet voor vergassing.</p>	<p>De perceptie van krapte in de markt is in afgelopen consultaties een kwestie van perspectief gebleken. Daarom heeft het PBL gekozen een normatieve waarde van 0 €/t voor B-hout aan te nemen. Dit is een vertaling van een absolute interpretatie van krapte en overschot: bij een overschot is men bereid te betalen om van het B-hout af te komen en bij krapte moet men betalen om het B-hout te verkregen. Het midden hiertussen is 0.</p>
Biomassa (pyrolyseolie)	<p>Wereldwijd zijn er een aantal pilot-, demonstratie- of vroeg commerciële installaties gebouwd die middels een thermisch verwerkingsproces (pyrolyse) ruwe olie maken uit houtige biomassa.</p>	<p>In de uitgangspunten staat: "Vanwege hogere kostprijs geen advies uitbrengen voor een aparte categorie voor pyrolyseolie."</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>Deze pyrolyseolie kan met enige aanpassingen verstoekt worden in een bestaande aardgasgestookte ketel. De overstap naar duurzaam wordt voor de industrie hierdoor laagdrempelig. Marktpartijen vragen reeds naar deze verduurzamingsoptie.</p> <p>Een indicatieve (commerciële) prijs van pyrolyseolie ligt naar verwachting in de range van [x] tot [y] €/t (bij een energie-inhoud van 16-19 GJ/ton).</p>	
Biomassa (duurzaamheidscriteria)	Het is meer dan evident dat aan de duurzaamheidscriteria voldaan moet worden. De borging brengt echter kostenposten met zich mee, zoals audits, lidmaatschapskosten en licenties. Daarnaast moeten in het algemeen kosten gemaakt worden in het proces om aan duurzaamheidscriteria te kunnen voldoen of om dit aan te tonen.	Wij proberen aan te sluiten bij de laatste inzichten over de kosten met betrekking tot duurzaamheidscriteria. In het eindadvies wordt aangegeven dat het goed mogelijk is om houtsnippers tegen 4,5 €/GJ te contracteren. Tevens wordt geadviseerd een prijs van 5 €/GJ te hanteren om continuïteit van nieuwe projecten te garanderen, ook wanneer duurzaamheidscertificering opgenomen wordt.
Biomassa (Industriële stoom uit houtpellets, subsidieduur)	Verhoging subsidie duur van 8 jaar naar 12 jaar voor de categorie industriële stoom uit houtpellets. Wij zijn daar geen voorstander van, wij zijn eerder voorstander van een kortere duur dan 8 jaar omdat dit beter aansluit bij de investeringstermijnen die de industrie hanteert. Langetermijncontracten voor de sourcing van 12 jaar zijn ook in de houtpelletmarkt nog lastig te realiseren. Tevens is de daarmee gepaarde verlaging van 0,066 €/kWh naar 0,060 €/kWh voor het basisbedrag een te grote stap voor een rendabele businesscase.	Korter dan 8 jaar omdat dat beter aansluit bij de industriënormen (indien geen kernactiviteit) vinden we niet aansluiten bij het principe van projectfinanciering van energieprojecten. Het uitgangspunt luidt verder "Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in 2018 gehanteerd (8, 12 of 15 jaar) tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken." De afwijkende periode van 8 jaar is inconsistent met aanpalende categorieën, dat concurrentievervalsing binnen de SDE+ kan ontstaan. Langetermijn <i>sourcing</i> is voor de meeste biomassatypes lastig. Dat vinden we zwaarwegend genoeg om een periode van 12 jaar te gaan hanteren in het advies voor de SDE+ 2019.
Biomassa (biomassaprijzen)	Wij herkennen de door PBL gehanteerde pelletprijzen. In eerdere consultaties hebben wij hier in detail op gereageerd.	Voor kennisgeving aangenomen.
Biomassa (biomassaprijzen)	Indiener herkent de problematiek rondom het afschaffen van de accijnsvrijstelling voor bio-olie. Ook na het schrijven van een brief aan het Ministerie van Financiën hebben wij geen duidelijkheid gekregen over welk accijnstarief van toepassing zou zijn op bio-olie ingezet in omgebouwde gasketels. Vanuit de markt krijgen wij signalen dat dit het hoge tarief is voor lichte stookolie. Daarmee zou de brandstofprijs effectief verdubbelen en het basisbedrag stijgen tot meer dan 120 euro/MWh, waarmee de kans groot is dat bio-olie projecten in	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	de toekomst geen SDE+ ontvangen omdat andere projecten voor een lager basisbedrag kunnen aanvragen. Indiener vindt het goed dat dit inzichtelijk wordt gemaakt in de geadviseerde basisbedragen van PBL.	
Biomassa (warmtestaffel)	Ketels op vloeibare biomassa zijn één van de weinige opties om decentrale piekketels in het warmtenet te vergroenen. Wij zijn van mening dat er voor basislast toepassingen goedkopere (biomassa) opties beschikbaar zijn zoals een ketel op vaste biomassa (chips of pellets). Daarom zouden wij voor de categorie ketel op vloeibare biomassa graag zien dat er een warmtestaffel komt voor ketels op vloeibare biomassa, waarbij het maximum aantal vollasturen wordt gemaximeerd op bijvoorbeeld 3000 uur omdat toepassingen met meer vollasturen beter gebruik kunnen maken van vaste biomassa.	Wij vinden het voor de hand liggend om eerst het gebruik van de warmtestaffel in de SDE+ 2018 (voorjaars- én najaarsronde) te evalueren, voordat de warmtestaffel verbreed wordt naar bijvoorbeeld ketels op vloeibare biomassa.
Biomassa (ketel op vloeibare biomassa)	Wij herkennen de CAPEX- en OPEX-cijfers voor de ombouw van een gasketel naar een ketel op bio-olie. Wij herkennen ook de noodzaak om een SNCR en doekenfilter te installeren.	Voor kennisgeving aangenomen.
	Het basisbedrag voor warmte uit houtpellets is gebaseerd op 6000 vollasturen. Gied dat PBL rekening houdt met de sterke seizoensvariaties in de warmtevraag. Bij een groot warmtenet zou 7000 uur overigens ook uit kunnen. Wij zouden dan ook graag zien dat of het aantal vollasturen wordt aangepast naar 7.000 of dat er een warmtestaffel wordt geïntroduceerd met daarin zowel de 6.000 als 7.000 vollasturen opties. Het liefst hebben wij op korte termijn duidelijkheid, een eventuele staffel kan altijd later nog worden ingevoerd als die optie meer beleidsvoorbereidingstijd vraagt.	Wij rekenen in het advies met 6000 vollasturen, omdat dan deze categorie breder toegankelijk is voor het merendeel van de projecten.
Biomassa (ketel op vaste biomassa, investeringskosten)	Wij zijn zeer verbaasd over de sterke CAPEX-reductie in het conceptadvies ten opzichte van de CAPEX-uitgangspunten van voorgaande jaren: een daling met bijna 30% van 690 €/kW naar 500 €/kW. Ook voor de andere categorieën voor vaste biomassa is de specifieke CAPEX drastisch verlaagd. Wij zouden graag een nadere onderbouwing zien voor deze drastische reductie in de CAPEX. Onze bottom-up CAPEX-inschatting komt neer op 650 €/kW. [bijgevoegd een uitsplitsing van deze CAPEX zoals deze ook is opgenomen in de interne businesscase]. Ten aanzien van de technische uitgangspunten	Na een nadere analyse van de investeringskosten hebben we een beperkte aanpassing van het investeringsbedrag doorgevoerd. Inderdaad gaan wij voor het merendeel van de projecten uit van een iets ander type project en ketel.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>merken wij vier punten op waar bij onze uitgangspunten verschillen van die van PBL:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PBL gaat uit van een vlampijpketel. Wij gaan uit van een waterpijpketel. Dit wordt waarschijnlijk verklaard door het verschil in grootte (70-120 MW versus 15 MW bij PBL).</li> <li>• PBL gaat uit van levering van pellets met trucks die pneumatisch worden geleege. Voor een grote installatie werkt dit systeem niet snel genoeg.</li> <li>• Rookgasreiniging. PBL gaat uit van SNCR. Wij gaan uit van SCR met SNCR omdat anders de ammoniaslib-emissie-eisen niet gehaald worden.</li> <li>• Installaties boven de 50 MW worden getoetst aan normen voor Best Beschikbare Technieken (BBT). Deze initiatieven dienen als gevolg daarvan te voldoen aan strengere eisen op het vlak van emissies wat tot hogere specifieke kosten leidt, zowel met betrekking tot CAPEX (extra installatieonderdelen) als OPEX (met name algemene onderhoudskosten, verbruik van rookgasadditieven en uitwisseling katalysator voor SCR).</li> </ul> <p>Omdat we vrezen dat deze onrealistisch lage CAPEX onze business case in gevaar zal brengen, vragen wij met klem dit aan te passen, dan wel hier verder over in gesprek te gaan.</p>	
Biomassa (warmte uit houtpellets, O&M-kosten)	<p>Wij herkennen de vaste O&amp;M kosten van 30 euro/kW per jaar. Wij missen de variabele O&amp;M kosten voor zaken zoals:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actief kool en kalk additieven om de emissie-eisen te halen zoals die van HCl</li> <li>• Ammonia voor de SNCR</li> <li>• As-afzetkosten</li> </ul>	Variabele O&M-kosten waren reeds onderdeel van de berekening maar niet als zodanig gerapporteerd in het conceptadvies. Deze zijn nu gerapporteerd in het eindadvies. Er is een kleine aanpassing op gekomen.
Biomassa (nieuwe categorie)	<p>Veel (grote) bestaande warmtenetten zijn aangesloten op afvalenergiecentrales. Eén van de mogelijkheden om deze verder te verduurzamen is om (gedeeltelijk, met één verbrandingslijn) over te stappen op 100% biomassa, zoals B- en C-hout. Juist afvalenergiecentrales zijn uitermate geschikt om deze biomassastromen om te zetten in hernieuwbare elektriciteit en warmte vanwege de bestaande rookgasreiniging. Wij pleiten dan ook voor het creëren van de mogelijkheid voor afvalenergiecentrales om binnen de SDE+ in aanmerking te komen voor subsidie voor ombouw naar biomassacentrale en verbranding van B- en C-hout.</p>	We hebben een ketel op B-hout opgenomen als extra categorie. De onrendabele top van zo'n ketel is beperkt. Eventuele andere opties om het B-hout te verwerken zullen goedkoper moeten zijn en zullen daarmee de facto praktisch rendabel in zichzelf moeten zijn.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Biomassa (nieuwe categorie)	Graag willen wij met u bespreken hoe B-hout toegevoegd kan worden aan de SDE.	Een categorie voor een ketel op B-hout is toegevoegd aan het advies.
Biomassa (vergassing)	B-hout voor vergassing naar syngas voor de productie van warmte.	We adviseren op basis van een kostenefficiënte route om van vaste biomassa naar warmte te gaan. Dat is ons inziens een grote warmteketel. EZK heeft ons geen nadere uitgangspunten gesteld om anders te kunnen adviseren.
Biomassa (vergassing op B-hout)	Behalve de productie van SNG, willen we ook de productie van warmte mogelijk maken.	We adviseren op basis van een kostenefficiënte route om van B-hout naar warmte te gaan. Dat is ons inziens een grote warmteketel. EZK heeft ons geen nadere uitgangspunten gesteld om anders te kunnen adviseren.
Biomassa (biomassaprijzen)	<p>De komende jaren wordt er door verschillende marktpartijen een krapte verwacht op de markt voor houtsnippers en shreds. Op dit moment vindt nog export plaats naar Duitsland, waar de prijs hoger ligt dan hier. Door de verwachte krapte zal export afnemen en zal de prijs oplopen richting de Duitse prijs. Door het ontbreken van een correctie op de biomassaprijs gedurende de subsidie periode (zie suggestie), kunnen ondernemers niet worden beschermd door deze hogere prijzen, en in dat licht achten wij het niet reëel om de voorgestelde prijsverlaging door te voeren.</p> <p>In de berekeningen wordt er gerekend met een energiedichtheid van 10 GJ/t. Dit is niet gangbaar, wij zien vooral houtsnippers van 9 GJ/t [zie bijlage]. Waarom is hiervoor gekozen?</p>	In het eindadvies wordt aangegeven dat het goed mogelijk is om houtsnippers tegen 4,5 €/GJ te contracteren. Tevens wordt geadviseerd een prijs van 5 €/GJ te hanteren om continuïteit van nieuwe projecten te garanderen. De calorische waarde is hierbij van 10 GJ/t naar 9 GJ/t verlaagd
Biomassa (biomassaprijzen)	In de referentie installatie berekening wordt gerekend met houtsnippers als brandstof. Dit is echter tegenstrijdig met de eerdere observatie dat kleinschalige biomassa installaties veelal op schone (en duurder) biomassa opereren. Kleinere installaties draaien dus op duurder snippers.	Bij de bepaling van de investeringskosten is rekening gehouden met de genoemde houtsnippers.
Biomassa (algemeen)	Er wordt een daling van het basisbedrag voorgesteld, terwijl er slechts één project is ingediend. Dit lijkt mij een voorbode van een niet passende business case. Waarom wordt deze categorie aangepast?	Jaarlijks vindt een analyse plaats van technisch-economische parameters, zo ook dit jaar. De hoogte van het basisbedrag is niet de enige bepalende factor waarom er veel of weinig projecten zich aanmelden voor de SDE+.
Biomassa (algemeen)	Overheadkosten (leidingwerk, buffervaten etc.) worden nu niet meegenomen in de referentie berekeningen. Hiervoor is zeker wat te zeggen. Onze ervaring leert echter dat deze kosten vaak veel hoger uitkomen dan bij de aanvraag geraamd. Waar ligt de grens en waarom?	In het eindadvies is een tabel opgenomen met uitsplitsing naar meegewogen en niet-meegewogen kosten.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Biomassa (ketel op vaste biomassa)	<p>Indiener mist een reflectie op de problematiek van warmtelevering versus elektriciteit. Elektriciteit kan praktisch altijd worden afgezet, de warmtevraag fluctueert daarentegen sterk. Het aantal draaiuren van de installatie komt dan ook nimmer overeen met het aantal uren waarop het basisbedrag is berekend. Dit erkent het PBL in haar analyse, maar er worden geen conclusies uit getrokken. Een tweede probleem is dat de warmteafname onregelmatig is, wat tot extra kosten leidt. Daar wordt in de calculatie van het basisbedrag evenmin rekening mee gehouden. Het aantal aanvragen SDE+ 2017 was zeer beperkt indien vergeleken met de potentiële markt. Er zijn bijvoorbeeld &gt; 3000 stoominstallaties, terwijl er nauwelijks aanvragen zijn. De aanvragen die zijn ingediend en die als basis voor de berekening van de kostenbedragen zijn gebruikt, zijn de projecten waar het door de bijzondere omstandigheden mogelijk lijkt een rendabel project te realiseren. Denk aan beschikbaarheid binnen eigen onderneming van snippers zeer beperkte noodzaak bouwkundige voorzieningen te treffen (bij sommige tuinders), een offerte voor een ketel die laag is (Italiaanse aanbieders) waarbij over enkele jaren echter zal blijken dat nieuwe investeringen ter vervanging van de ketel noodzakelijk zijn. Voor een kostenberekening is het noodzakelijk ook de budgetten van afgewezen offertes, informatie uit de markt en uit het buitenland mee te nemen. De huidige werkwijze leidt er toe dat de bewering als zou het basisbedrag de onrendabele top overbruggen onjuist is. Overigens was 2017 sowieso een rampjaar voor de sector. De basisbedragen voor dat jaar hebben nauwelijks tot subsidiebeschikkingen voor bioketels geleid.</p>	<p>Levering van elektriciteit behoort niet tot de uitgangspunten van het advies. Het is mogelijk een WKK te realiseren binnen de categorie vaste of vloeibare biomassa &gt; 5MW, maar wij onderschrijven dat het in de meeste gevallen niet haalbaar zal zijn om ook daadwerkelijk een WKK in deze categorie te realiseren.</p> <p>Voor de variatie in aantal draaiuren is in 2018 een warmtestaffel geïntroduceerd.</p> <p>We gebruiken diverse bronnen om tot ons advies te komen, de SDE+aanvragen vormen weliswaar een belangrijke bron, maar niet de enige bron.</p>
Biomassa (algemeen)	<p>De zinsnede dat dit jaar niet gekeken wordt naar de totale projectkosten, is onduidelijk. Betekent dat dat niet langer alle projectkosten, afgezien van de voorbereidingskosten, worden meegenomen in de investeringsraming?</p>	<p>Om de transparantie te verhogen is in het eindadvies een tabel opgenomen met uitsplitsing naar meegewogen en niet-meegewogen kosten. De zinsnede sloeg overigens op het feit dat in de analyse meer gekeken is naar de opbouw van de totale projectkosten, om te kijken of daar abusievelijk ook niet-subsidiabele kosten (zoals voorbereidingskosten) in waren opgenomen.</p>
Biomassa (biomassaprijzen)	<p>De door het PBL geconstateerde tendens tot een lichte daling van de spotprijzen voor houtsnippers op de West-Europese markt is</p>	<p>In het eindadvies wordt aangegeven dat het goed mogelijk is om houtsnippers tegen 4,5 €/GJ te</p>



Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>juist. Echter, voor installaties die shreds met een lage kostprijs verwerken zijn extra voorzieningen en extra kosten noodzakelijk, die in de investeringsraming niet zijn meegenomen. De investeringsramingen gaan uit van ketels waar hoogwaardige houtsnippers worden toegepast, terwijl de gehanteerde snipperprijzen het gemiddelde van shreds en vochtige snippers weergeeft. Om voor een ketel van 0,5 MW houtsnippers van € 45/t te gebruiken is onmogelijk. Dit zou moeten leiden tot een hogere snipperprijs voor de categorie 0,5-5 MW ten opzichte van de andere categorieën. Kleine projecten betalen ca. € 2/m<sup>3</sup> (= € 85/t voor passende/geconditioneerde snippers of € 70/t voor A-hout).</p> <p>Voor de termijnmarkt is er geen daling zichtbaar, wel een stijging. Het PBL raamt dit zelf ook in haar studie Kosten Energie- en Klimaattransitie (maart 2018). Het grote aantal projecten uit SDE+ 2016 leidt tot stijgende vraag in de markt. Inschatting is dat er de komende drie jaar voor 500.000 ton per jaar aan capaciteit bij komt. Kennisinstituut Probos heeft berekend dat – indien 80 % van de projecten worden gerealiseerd – uiterlijk in 2021 import van houtsnippers zal moeten gaan plaats vinden . Voor de SDE+ 2019 zou dan ook de importprijs maatgevend moeten zijn gelet op het feit dat de meeste projecten pas in 2021 operationeel zullen zijn. Niet duidelijk is waarom voor houtsnippers geen risico-opslag wordt gehanteerd, terwijl dit wel voor houtpellets gebeurt. De risico's in de prijsvorming op een termijn van 12 jaar zijn bij houtsnippers immers groter dan bij houtpellets.</p>	<p>contracteren. Tevens wordt geadviseerd een prijs van 5 €/GJ te hanteren om continuïteit van nieuwe projecten te garanderen.</p> <p>Voor houtpellets is de geadviseerde subsidieduur van 8 naar 12 jaar gegaan.</p>
Biomassa (kleine ketel op biomassa)	Het PBL geeft aan dat in 2017 er slechts 30 aanvragen waren in de categorie 0,5-5 MW. De in 2017 gehanteerde basisbedragen waren niet toereikend om een normaal project te realiseren, zoals het PBL ook impliciet aangeeft ("Slechts enkele gevallen betreffen verwarming van gebouwen of woonwijken")	Voor kennisgeving aangenomen.
Biomassa (grote ketel op biomassa, O&M-kosten)	Aangegeven wordt dat "de gemiddelde operationele kosten circa 34 €/kW output bedragen". Wordt hier niet bedoeld dat € 34/kW het bedrag is dat aanvragers hopen aan kosten te hebben in de 12-jaars termijn ?	Variabele O&M-kosten waren reeds beperkt (alleen contracteringskosten) onderdeel van de berekening maar niet als zodanig gerapporteerd in het conceptadvies. Deze zijn nu gerapporteerd in het eindadvies en tevens is een

Onderwerp	Consulatie	Reactie
		deel van de vaste kosten overgebracht naar de variabele.
Biomassa (grote ketel op biomassa, investeringskosten)	Het PBL stelt dat de investeringskosten voor een biomassa-installatie > 5 MW in de range van € 300-450 /kW output zou liggen. Niet duidelijk is wat meegenomen wordt in dit bedrag. Genoemde kosten voor het tekenen van de installatie, leidingwerk, buffervaten e.d. zijn noodzakelijk.	Om de transparantie te verhogen is in het eindadvies een tabel opgenomen met uitsplitsing naar meegewogen en niet-meegewogen kosten.
Biomassa (biomassaprijs)	De stelling dat een prijs van € 45/t voor houtsnippers "een specifieke kostprijs is die op of net boven de gemiddelde kostprijs voor inzet in kleinere ketels zit" is onjuist.	In het eindadvies is de biomassaprijs met 0,5 €/GJ verhoogd ten opzichte van het conceptadvies.
Biomassa (kleine ketel op biomassa)	Niet alleen ketels > 1 MW hebben een stoffilter nodig, maar ook de ketels van 0,5-1 MW.	Er is rekening gehouden met investeringen die nodig zijn voor rookgasreiniging in het kader van het Activiteitenbesluit
Biomassa (kleine ketel op biomassa)	Als laagwaardige houtsnippers worden ingezet als brandstof is een DeNox-installatie wel degelijk noodzakelijk. Dit wordt ook geëist door de betrokken gemeenten en Milieudiensten. Dit heeft het afgelopen jaar ook geleid tot het niet-doorgaan van projecten. Indien een lagere NOx wordt geëist dan in het Activiteitenbesluit dan is een SCR noodzakelijk. Bij projecten >5 MW zijn de NOx-kosten hoog: € 50/kW extra investering en een OPEX-verhoging die aanmerkelijk is (bicarinjectie en afvoer als chemisch afval)	Laagwaardige houtsnippers vormen geen referentie-brandstof.
Biomassa (kleine ketel op biomassa)	Een investeringsbedrag opnemen van 415 €/kW output als basis voor de kostenberekening van een ketel 950 kW betekent in feite dat men deze categorie liever niet subsidieert. Een reëel investeringsbedrag waarin alle investeringen zijn opgenomen ligt eerder bij € 550/kW. Dat afgezien van het feit dat ketels van 950 kW die 12 jaar lang zouden moeten draaien op houtsnippers van 45 €/t nauwelijks als serieuze investeringsoptie voorkomen. De kleinere ketels zullen veelal op houtpellets draaien of op geconditioneerde houtchips (85 €/t) Vaste en variabele O&M-kosten van € 28 zijn aan de lage kant. € 33 is realistisch.	In het eindadvies zijn bedragen voor biomassakosten en O&M aangepast. Het investeringsbedrag is gelijk gebleven, waarbij de omvang van de levering terug te vinden is in een tabel in het eindadvies.
Biomassa (grote ketel op biomassa)	Voor ketels > 5 MW wordt een investeringsbedrag van € 640 /kW voorzien. De vraag is of dit gebaseerd is op de aanvragen in 2018, en er een vertekend beeld is van de echte kosten in deze categorie.	Dit is gebaseerd op aanvragen, gerealiseerde projecten en offertes van leveranciers, waarbij de omvang van de levering terug te vinden is in een tabel in het eindadvies.
Biomassa (industriële stoom uit houtpellets)	De categorie industriële stoom uit houtpellets is tot op heden maar zeer beperkt benut. Wel zijn er door veel ondernemingen calculaties gemaakt, en offertes aangevraagd. Deze gaan uit van de	De investeringskosten zijn representatief bevonden voor de omvang van levering zoals terug te vinden is in een tabel in het eindadvies.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	bedragen die voor 2018 gelden. Niet duidelijk is wat de gegevens zijn, op basis waarvan het PBL tot wijziging van het basisbedrag komt. Veel ondernemingen en organisaties bepleiten continuïteit omdat voor de ontwikkeling van een project in deze categorie enkele jaren noodzakelijk zijn. Bepleit wordt dan ook de kostenramingen uit 2017 gelijk te houden voor 2018.	
Biomassa (warmte uit houtpellets)	De investeringskosten voor een stadsverwarmingsketel op pellets > 5 MW worden gesteld op 500 € /kW output. De gegevens waarop dit berust zijn niet duidelijk. In de praktijk zullen deze stadsverwarmingsketels een hoger investeringsbedrag vergen, mede omdat de betrokken gemeenten eisen aan de installatie zullen stellen die de investering verhogen.	Na een nadere analyse van de investeringskosten is een beperkte aanpassing van het investeringsbedrag doorgevoerd.
Biomassa (warmte uit houtpellets)	De categorie "Ketel industriële stoom uit houtpellets > 5 MWth" is gelimiteerd tot stoom. 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. Het aanpassen van het industriële proces van heet water naar stoom behoort echter niet tot de mogelijkheden gezien de hoge kosten die daar mee gemoeid zijn (vervanging compleet leidingwerk, condenspotten, ontgasser, etc.). Indiener ziet de categorie graag aangepast naar "Ketel industriële stoom of heetwater (>100°C) uit houtpellets > 5 MWth".	Ook dit jaar adviseert PBL een categorie voor een warmtekotel op pellets.
Biomassa (industriële stoom)	Onze indruk is dat de inpassingskosten, eisen op redundantie en complexiteit van de oplossing in de industriële omgeving, door het Planbureau voor de leefomgeving goed worden ingeschat. De totale kosten van een installatie van 10 MWth met alle bijkomende kosten voor civiele werken, <i>intermediate piping</i> , elektrotechniek en besturing worden ingeschat op 640 €/kWth, totale investering 6,4 miljoen euro. Bij kleinere vermogens zien we dit bedrag per kWth verder omhoog gaan waardoor een economisch haalbare businesscase moeilijk wordt.	Dit is gebaseerd op aanvragen, gerealiseerde projecten en offertes van leveranciers, waarbij de omvang van de levering terug te vinden is in een tabel in het eindadvies. Eventuele <i>contingency</i> en kosten voor redundantie zijn niet opgenomen in het berekende investeringsbedrag.
Biomassa (vullasturen)	Nieuwe ontwikkelingen maken het mogelijk om bestaande branders om te bouwen naar branders die uit vermalen pellets verkregen houtstof verbranden. Door de omgebouwde ketels in te zet-	Deze opmerking wordt meegenomen voor als de warmtestaffel verbreed wordt.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	ten als basisvoorziening in de industrie is het maximaal aantal vollasturen van 3000 te laag. Onze vraag is of dit verhoogd kan worden naar 8500 uur.	

## C.8 Biomassavergisting

Onderwerp	Consulatie	Reactie
AWZI/RWZI (nieuwe categorie)	Thermische drukhydrolyse en Thermofiele gisting van secundair slib zijn in 2018 vervangen door Verbeterde slibgisting. Het eindproduct kan warmte, groen gas of elektriciteit (WKK) zijn en het gaat hierbij om een toename van minimaal 25 % biogas. Waarom is de categorie hernieuwbaar gas waarbij sprake is van omzetting van bestaand biogas naar groen gas is verdwenen?	De categorie voor productie uit hernieuwbaar gas bij bestaande slibgisting is op aangeven van EZK aan het advies toegevoegd.
Vergisting (digestaatverwerking)	De omvang en technologie van de biobrandstoffabriek zou een aparte categorie voor industriële groen-gasproductie rechtvaardigen. De uitgangscijfers van de huidige vergistingsmarkt gaan voorbij aan de mogelijkheid van toepassing van innovatieve technologieën voor digestaatverwerking naar hernieuwbaar gas.	Productie van hernieuwbaar gas bij coproduct bij een biobrandstoffabriek valt binnen de categorie van allesvergisting.
Vergisting (algemeen)	Het vooruitzicht op de kostenontwikkeling van de productie van groen gas van vergisting gecombineerd met verwerking, betekent op termijn dat volledige vergisting van de <i>feedstock</i> van totale kosten van € 284/kWh naar €256/kWh voor het gecombineerde model zakt. De financiering van de eerste fabrieken zal in eerste instantie vooral gebaseerd zal zijn op de vergisting van de <i>feedstock</i> , waarbij de digestaatverwerking als (nog) onzekere productie wordt meegenomen. Ons type model vergisting en verwerking naar groen gas opteert daarom in eerste instantie voor een basisbedrag van [x] €/kWh . In een later fase als productie-efficiënties kunnen worden aangetoond in meerdere installaties, kan dit mogelijk dalen tot onder 0,06 €/kWh.	De ORT-berekeningen gaan uit van de meest recente inzichten en ontwikkelingen. Toekomstige of mogelijke ontwikkelingen worden hier niet bij betrokken.
Vergisting (algemeen)	Voor vergisting geldt dat alle categorieën bij elkaar worden gezet, en de SDE+ verhoogd wordt voor zowel industriële vergisting als covergisting. Dit levert een aantal belangrijke nadelen op: 1. Projecten uit 2018 qua co-vergisting staan op flinke achterstand ten opzichte van nieuwe projecten; 2. Bij allesvergisting staan de projecten uit 2011-2018 op flinke achterstand. Dit kan oplopen tot 0,014 €/kWh.	Op basis van voortschrijdend inzicht is er gekozen voor vereenvoudigen en samenvoegen van covergisting en allesvergisting. Monovergisting valt hier buiten omdat geen cosubstraten worden ingezet. Samenvoegen leidt mogelijk tot beperkte aanpassing van de SDE+-tarieven. In het eindadvies zijn deze verschillen kleiner dan in het conceptadvies omdat nu alleen allesvergisting en covergisting worden gecombineerd.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>3. Er treedt door het bij elkaar zetten van alle vergisting categorieën een overstimulering van de categorie allesvergistings plaats van 0,008 €/kWh.</p> <p>Dit alles leidt er wat ons betreft toe, dat het bij elkaar vegen van categorieën wat ons betreft zeer onwenselijk is.</p>	<p>Voorts, biogasprojecten zijn veelal gebonden aan een locatie. Als gevolg hiervan heeft een bepaalde subsidie in een bepaald jaar niet noodzakelijk een effect op alle projecten in Nederland.</p>
Vergisting (compostering)	<p>Losfaciliteiten voor composteringsinstallaties zijn normaal gesproken wel in pandig. Laadfaciliteiten worden in toenemende mate in pandig gesitueerd.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
Vergisting (algemeen)	<p>Gemeld wordt dat een deel van de warmte gebruikt wordt voor sanitatie. Dat is niet correct. De vrijgekomen warmte wordt met een rendement van 87% gebruikt voor externe doeleinden. In het proces vindt wel sanitatie plaats maar daarvoor wordt geen vrijgekomen warmte benut.</p>	<p>Sanitatie vereist warmtebehandeling. Het maakt voor het proces niet veel uit waar de warmte vandaan komt.</p>
Vergisting (algemeen)	<p>Het dalende aantal aanvragen voor vergisting van biomassa lijkt een teken aan de horizon voor de ontwikkeling in de markt. In de voorjaarsronde is voor het eerst in 4 jaar het SDE budget niet volledig benut. Het "laaghangende fruit" lijkt geplukt, locaties waar de omstandigheden ideaal zijn, grote bedrijven met veel verse mest, benutting van eigen warmte of ligging dicht bij een elektriciteits- of gasnet waar voldoende afname is. De sector snakt naar een stabiel en langjarig beleid, niet naar jaar op jaar veranderende vergoeding die projecten in de pijplijn in gevaar brengen.</p> <p>Het valt verder op dat de terugverdientijd van de installatie zeer hoog is, 7-9 jaar. Hiermee zal geen initiatiefnemer het risico nemen. Hierdoor dreigt vergisting van biomassa tot stilstand te komen. Dit is zeer zorgelijk. Vergisting van mest wordt gezien als belangrijke factor in de vervanging van aardgas.</p>	<p>Wij begrijpen het belang van langjarige stabiliteit of voorspelbaarheid. Vergisting is intrinsiek heterogeen. Van jaar op jaar monitoren wij wat we als typische projecten zien. De diversiteit aan vergistingstechnieken, toepassing van de output (hernieuwbaar gas, warmte, gecombineerde opwekking) en kosten van input (mest, coproducten) maakt dat het advies van jaar op jaar kan veranderen.</p>
Vergisting (algemeen)	<p>De bedragen voor vergisting in het "conceptadvies SDE+ 2019 vergisting" (Uslu, Ouwens en Boots), wijken af van de genoemde bedragen in de notitie "Conceptadvies SDE+ 2019 Overzicht basisbedragen en algemene parameters en uitgangspunten" (van der Welle en Lensink). Welke bedragen zijn de juiste?</p>	<p>In de eerste versie van het algemene rapport zijn de bedragen abusievelijk foutief overgenomen. Dit is inmiddels hersteld.</p>
Vergisting (biomassaprijzen)	<p>U merkt op dat de gewogen gemiddelde prijs voor mest €-14,2 is, toch gebruikt u hier -15 en -20. Ook geeft u aan een 50/50 verhouding eigen mest en mest van derden te gebruiken, om vervolgens referentiecasses van 5,5 MW te gebruiken. Zoveel mest is nooit als</p>	<p>Het is zeer wel mogelijk dat een aantal nabijgelegen boerderijen een vergister voedt, wat slechts tot beperkte transportkosten leidt.</p> <p>De gemiddelde prijs van mest is met onzekerheden omgeven. Met</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	"eigen mest" aanwezig op een bedrijf (dat zou leiden tot een bedrijf met 923 koeien). Wij kunnen deze redeneringen niet volgen.	de 15 en 20 €/t houden we continuïteit t.o.v. SDE+ advies van vorig jaar. Het basisbedrag verandert overigens nauwelijks bij een andere verhouding dan 50/50.
Vergisting (biomassaprijzen)	Mest kost net zoveel om af te zetten als digestaat als dat het oplevert aan de poort. Het is niet logisch om te verwachten dat hetzelfde bedrijf voor de afzet van mest minder hoeft te betalen dan voor de afzet van digestaat. Tot het advies 2017 waren deze prijzen aan elkaar gelijkgesteld, nu zit er 5 €/ton verschil tussen. In de praktijk is de prijs voor het afvoeren van digestaat altijd gelijk aan de vergoeding voor het aanvoeren van mest. Stijgt de vergoeding, dan zal de prijs voor afzet ook stijgen. Daaroverheen komen dan de kosten voor bemonstering bij transport, kosten welke voor zowel het aanvoeren van mest, als het afvoeren van digestaat gelden. Dit geldt voor alle cases waar mest wordt aan- en afgevoerd.	Het verschil tussen 15€/t voor aanvoer van mest en 18€/t voor afvoer van mest/digestaat achten wij reëel (rekening houdend met handling, bemonstering en transportkosten).
Vergisting (algemeen)	De fit van de gekozen trendlijnen in CAPEX en OPEX is niet weergegeven, maar lijkt matig, wat is deze fit? Er lijken verschillende typen projecten ( <i>Green field</i> versus verlenging levensduur en allesvergisting, covergisting en monovergisting) en kosten te zijn meegenomen, gezien de grote spreiding van de investeringskosten. Een enkel datapunt heeft zo veel invloed op de trend dat het geen geschikte basis lijkt voor de berekeningen.	Wij staan achter de aanpak zoals we die hebben gehanteerd.
Vergisting (conceptadvies)	Figuur 6 bestaat niet. Wordt hier figuur 4 bedoeld?	Verwijzing moet idd naar figuur 4 zijn.
Vergisting (O&M-kosten)	U schrijft de O&M-kosten te bepalen op expertise binnen TNO/ECN, PBL en DNV GL, we zouden graag meer inzicht in de aannames krijgen.	Deze kosten volgen uit recente SDE+-aanvragen en zijn verwerkt door onze experts op basis van hun eigen kennis van de sector.
Vergisting (O&M-kosten)	Hier schrijft u dat er een nieuwe analyse is geweest m.b.t. de O&M kosten, terwijl u op pag. 9 beschrijft dat er gebruik gemaakt wordt van voorgaande ervaring en bestaande expertise. Wat is dan de uitkomst van deze nieuwe analyse en hoe wijkt dit af van de eerdere bevindingen?	Deze kosten volgen uit recente SDE+-aanvragen en zijn verwerkt door onze experts op basis van hun eigen kennis van de sector.
Vergisting (grootschalige mestmonovergisting)	De keuze van een referentie-grootte van 5,6 MW leidt samen met de uitgangspunten tot een hoeveelheid mest van eigen bedrijf vergelijkbaar met 923 koeien inclusief jongvee. Dit lijkt ons geen juiste referentie.	Deze keuze heeft uiteindelijk geen invloed op het basisbedrag. De gebruikte referentie is grootschalige mestmonovergisting.
Vergisting (kleinschalige mestmonovergisting)	U geeft aan de investerings- en O&M-kosten voor <400 kW gelijk te hebben gehouden, waarom is deze keuze gemaakt.	We schatten in dat daarin weinig is veranderd. Het aantal data is beperkt omdat er nog weinig kleinschalige vergisters zijn gebouwd; er is dus enige onzekerheid in de waarden.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Vergisting (interne warmtevraag)	De interne warmtevraag van de installatie wordt in tabel 11 gesteld op 8% van het geproduceerde biogas. Dit getal klopt voor een covergister met 60% mest en 40% coproducten. Met het veranderde menu naar 100% mest is de hoeveelheid substraat die moeten worden opgewarmd echter zeer sterk toegenomen. In de gekozen referentiesituatie (5,5 MW, 100 % mest) loopt de interne warmtevraag hierdoor op tot ca. 31%. [Zie bijlage] Hierdoor is meer substraat nodig voor de installatie dan is aangenomen in de berekening.	De interne warmtevraag is nu vastgesteld op 30% (de bovenkant van de range die wij zien in de markt). Deze wordt ingevuld door warmte extern in te kopen tegen een marktconforme prijs van 5 €/GJ.
Vergisting (biomassaprijzen)	Mest kost net zoveel om af te zetten als digestaat als dat het oplevert aan de poort. In de praktijk is de prijs voor het afvoeren van digestaat altijd gelijk aan de vergoeding voor het aanvoeren van mest. Stijgt de vergoeding, dan zal de prijs voor afzet ook stijgen. Daaroverheen komen echter wel de kosten voor bemonstering bij transport. U gaat uit van -14,2 €/t voor aanvoer van mest en 18 €/t voor de afzet van digestaat. Hierin zit netjes de 3,8 €/t bemonsteringskosten verdisconteerd. Dit geldt voor alle cases waar mest wordt aan- en afgevoerd. Met de gekozen referentie van 5,5 MW 100% mest (273.103 ton mest op basis van uw energiewaarde), wordt nagenoeg alle mest aangevoerd en weer afgevoerd. De grondstofkosten voor grootschalige vergisting (hernieuwbaar gas, WKK én warmte) worden daarmee ten onrechte op 0 €/ton gezet. Dit zou 3,8 €/ton moeten zijn.	Uitgangspunt voor mono-vergisting zijn de meerkosten ten opzichte van mestverwerking en dus is het redelijk om geen grondstofkosten voor mono-mestvergisting aan te nemen.
Vergisting (100% dierlijke mest vs 95 dierlijke mest)	De mogelijkheid van sturing met behulp van 5% cosubstraten is zeer belangrijk voor kleine installaties <400kW, maar zeker ook voor de installaties van 400 tot 1000 kW. Op deze manier kan de WKK- of groengasinstallatie optimaal worden ingezet en kunnen fluctuaties in de mestkwaliteit en mestaanvoer worden opgevangen. Zo kan bijvoorbeeld ook de sociaal wenselijke weidegang in de zomer worden opgevangen.	In het huidige SDE+-advies blijft het ook mogelijk om cosubstraten te gebruiken.
Vergisting (kleinschalige mestmonovergisting)	Voor kleinschalig groen gas is gekozen voor 345 kW input, wij vragen ons af waarom. In de werkelijkheid worden installaties, met name de opwerkingsinstallatie, niet goedkoper als < 40 Nm <sup>3</sup> /hr wordt gekozen. Een initiatiefnemer zal daarom altijd streven naar 40 Nm <sup>3</sup> /hr Output	De categorie kleinschalige vergisting houdt al rekening met relatief hoge investeringskosten ten opzichte van grootschalig.
Vergisting (kleinschalige mestmonovergisting, grondstofkosten)	Volgens uw berekening is 15.771 ton mest nodig voor deze case. In combinatie met onze opmerking over de referentiecapaciteit is dit nog hoger, 18.880. Dit staat gelijk	Uitgangspunt voor mono-vergisting zijn de meerkosten ten opzichte van mestverwerking en dus is het redelijk om geen grondstofkosten

Onderwerp	Consultatie	Reactie
	aan 620 koeien met jongvee of 19000 varkens. Er zijn nagenoeg geen boerderijen met deze dieren aantallen, er zal dus mest moeten worden aangevoerd om kleinschalig groen gas te kunnen maken. U gaat u uit van -14,2 €/t voor aanvoer van mest en 18 €/t voor de afzet van digestaat. De grondstofkosten voor kleinschalig vergisting (hernieuwbaar gas) worden daarmee ten onrechte op 0 €/ton gezet. Dit zou 3,8 €/ton moeten zijn voor de bemonsteringskosten.	voor mono-mestvergisting aan te nemen.
Vergisting (algemeen)	Het rendement lijkt niet, of te laag te zijn meegenomen. Ketelblok- en brandercombinaties die biogas kunnen verstoken hebben geen <i>economizer</i> omdat de verontreinigingen in het biogas dit niet toelaten. Rendementen komen daarom niet boven de 85%.	Het klopt dat het rendement van een biogasketel lager ligt dan van een gasketel, maar 90% achten wij haalbaar voor moderne ketels.
Vergisting (algemeen)	Stookwaarde methaan wordt in de onderliggende excelfiles op 35,8 MJ/Nm <sup>3</sup> gesteld. Conform de lijst met Nederlandse emissiefactoren is deze 35,9 MJ/Nm <sup>3</sup> .	Deze parameter wordt niet meer gebruikt in de berekening van het basisbedrag.
Vergisting (algemeen)	Het samenvoegen van deze categorieën lijkt tot overstimulering van allesvergisting te leiden. Daarmee lijkt het ons geen goed idee deze categorieën samen te voegen.	Op basis van voortschrijdend inzicht is er gekozen voor vereenvoudigen en samenvoegen van covergisting en allesvergisting. Monovergisting valt hier buiten omdat geen cosubstraten worden ingezet. Samenvoegen leidt mogelijk tot beperkte aanpassing van de SDE+-tarieven. In het eindadvies zijn deze verschillen kleiner dan in het conceptadvies omdat nu alleen allesvergisting en covergisting worden gecombineerd.
Vergisting (interne warmtevraag)	De keuze van warmtebron voor de interne warmtevraag is afhankelijk van de gekozen locatie, gekozen technieken en investeringsruimte. Verbranding van een deel van het biogas is op alle locaties mogelijk, maar ook een oplossing met een lage CAPEX, maar hoge OPEX. De verbranden van een deel van het biogas is bij kleinschalige vergisting (hernieuwbaar gas) vaak niet handig, omdat op de boerderij een gelimiteerde hoeveelheid mest beschikbaar is. Dit zou leiden tot een verlaging van het opgesteld vermogen terwijl het de op de markt beschikbare opwerkingsinstallaties juist 400 kW zijn.	De interne warmtevraag is nu vastgesteld op 30% (de bovenkant van de range die wij zien in de markt). Deze wordt ingevuld door warmte extern in te kopen tegen een marktconforme prijs van 5 €/GJ.
Vergisting (verlengde levensduur)	De marginale case van veel vergistingsinstallatie is vaak negatief, na afloop van de SDE is een installatie verlieslijdend. Daarbij komt dat covergisters graag naar een veel groter aandeel mest willen om minder afhankelijk te zijn van de markt voor coproducten. Hiervoor moeten investeringen worden gedaan voor de ontvangst en afvoer van mest, verkleining van het opgesteld ver-	Na overweging van alle ingebrachte argumenten in de consultatie is besloten om levensduurverlenging vooralsnog niet als aparte categorie op te nemen.



Onderwerp	Consulatie	Reactie
	mogen en een andere warmtevoorziening in verband met de lagere energiedichtheid van de invoer. Het lijkt onwenselijk om deze installaties stop te moeten zetten en af te breken, terwijl al het opgesteld vermogen nodig is om de doelstellingen te halen.	
Vergisting (basisenergieprijzen)	Monovergisting naar warmte is een moeilijke categorie. Warmte kan op eigen locatie gebruikt worden, maar wordt vaak geleverd aan grootverbruikers, die nu voor € 0,017 à € 0,020 per kWh warmte (aardgas) in kunnen kopen. Deze bedragen liggen ver onder de basisenergieprijs. Door het ophogen van de basisenergieprijs loopt de producent in vergelijking met vorig jaar meer dan € 0,03 per kWh mis. Dat maakt dergelijke projecten moeilijker haalbaar. Advies: Maak bij vergisting <400 kW levering van warmte onderscheid tussen eigen gebruik en levering aan grootverbruikers, gelijk aan de PV categorieën, dan worden initiatieven waarbij kleinschalige vergister aan grootverbruikers leveren niet benadeeld, en wordt over stimulering van eigen gebruik van warmte voorkomen.	De basisenergieprijzen voor SDE+ 2019 worden op een beduidend lager niveau geadviseerd dan enige jaren geleden. De problemen waar bestaande vergisters tegenaan lopen qua basisenergieprijs, is niet direct aan de orde voor nieuwe projecten.

## C.9 Geothermie

Onderwerp	Consulatie	Reactie
Geothermie (nieuwe categorie)	<p>Een probleem bij het inpassen van geothermie in een bestaand stadsverwarmingsnet betreft de temperaturen waarop bestaande stadswarmtenetten opereren:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De aanvoertemperatuur in de transportleidingen is (vaak) hoger dan de brontemperatuur. Indien de geothermiebron nabij de hoofdbron van het warmtenet staat dan kan dit in sommige gevallen opgelost worden door nog een naverwarmingsstap te doen met de huidige warmtebron (vaak een AVI of een elektriciteitscentrale) na de geothermiebron. Anders is het de vraag hoe de temperatuur die de geothermiebron levert nog opgehoogd kan worden, zodat de temperatuur van de transportleiding wordt bereikt.</li> <li>• De retourtemperatuur van de hier getoonde warmtenetten varieert tussen de 50 en 70 graden. Deze retourtemperatuur wordt hoofdzakelijk bepaald door de warmteafgifte-installatie bij de warmteafnemer. De SDE+ gaat uit van een uitkoeling van</li> </ul>	<p>Een nieuwe categorie voor geothermie voor stadsverwarming is doorrekend in het nevenrapport Aanvullende berekeningen. Er zijn meer technieken voor lage-temperatuurwarmte die in andere constellaties in combinatie ingezet kunnen worden met fossiele bronnen, restwarmtebronnen of warmtepompen. We adviseren eerst een kader op te zetten om een consistente lijn te kunnen trekken hoe met warmte van lage temperatuur omgegaan moet worden, voordat een categorie voor geothermie bij stadsverwarming wordt opgesteld.</p> <p>Overigens blijkt uit onze informatie dat een uitkoeling tot 35°C mogelijk is.</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>de geothermiebron naar 35 graden waarvoor, uitgaande van een pinch op de warmtewisselaar van 3 graden, een retourtemperatuur van 32 graden in het warmtenet nodig is. In praktijk liggen de retourtemperaturen dus 20-40 graden hoger. Om de geothermiebron toch verder uit te koelen zal ook hier een warmtepomp nodig zijn. Deze wordt nu echter niet meegenomen in de SDE+ waardoor ook op dit punt een niet gedekte onrendabele top bestaat. Alternatief is om geen warmtepomp te installeren op de retour en daarmee te accepteren dat de geobron minder ver wordt uitgekoeld. Hiermee daalt echter het vermogen van de put (bij gelijkblijvende brontemperatuur en debiet) en stijgen dus de kosten per MWh_warmte ruim boven het niveau dan berekend voor de SDE+.</p> <p>Daarom moet bij geothermie voor stadsverwarming expliciet rekening gehouden worden met de hoge aanvoer- en retourtemperatuur van bestaande netten door CAPEX en OPEX op te nemen voor warmtepompen of andere middelen die nodig zijn om een geothermiebron effectief in te kunnen zetten in bestaande warmtenetten.</p>	
Geothermie (vollasturen)	De verwachting is dat n met de huidige SDE+ voor geothermie op korte termijn niet veel SDE+ aanvragen voor geothermie in nieuwe stadswarmtenetten zullen ingediend worden. Dit omdat er al gauw 5000 huishoudequivalenten nodig zullen zijn om voldoende warmtevraag te creëren om een geothermiebron met minimaal 3500 vollasturen te kunnen uitnutten. Het duurt normaliter vele jaren voordat een stadswarmtenet die grootte bereikt – zeker in de bestaande bouw.	De SDE+-regeling voorziet momenteel niet in volloopsenario's. Hiertoe zou bijvoorbeeld eerst besloten moeten worden om de warmtestaffel te verbreden naar geothermie en daarna zou besloten moeten worden om de staffel ook flexibel te maken.
Geothermie (ultradiepe geothermie)	Uit de conceptadviezen voor UDG kan niet worden opgemaakt welke retourtemperatuur aangenomen wordt voor UDG in de SDE+. Wij geven graag mee dat voor retourtemperaturen onder de 70-80 graden er in de meeste gevallen een warmtepomp nodig zal zijn en dat de additionele CAPEX en OPEX kosten hiervan meegenomen dienen te worden om een realistisch basisbedrag te krijgen. Ook hier geldt dat er ook gekozen kan worden om geen warmtepomp te gebruiken op de retour en een hogere retourtemperatuur van de geothermiebron	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	te accepteren. Echter ook dit zal kostenverhogend werken omdat dit het vermogen van het doublet aanzienlijk zal verlagen.	
Geothermie (kosten warmtedistributie)	Fijn dat ook naar geothermie voor stadsverwarming wordt gekeken. Het wordt hoog tijd dat geothermie ook in steden komt en (voedings)industrie. Diverse partijen staan hier welwillend tegenover. In de nadere uitwerking hiervan moet rekening gehouden worden met een level playing field aan de distributiezijde; aanleg van warmte-infrastructuur is kostbaar en moet op de meeste plekken aangelegd te worden door de initiatiefnemers. De vraag is of ook warmtedistributie gefinancierd of gesubsidieerd zou moeten worden zoals bij elektriciteit en groen gas.	Uitgangspunt luidt: "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."
Geothermie (algemeen)	Hoe kan men een overzicht maken van geologische – en technisch-economisch parameters van een set van 41 geothermieprojecten terwijl in Nederland niet eens 20 geothermieprojecten in bedrijf zijn? Dit roept op diverse vlakken vraagtekens op qua uitgangspunten en bevinden/uitkomsten/opmerkingen daaromtrent.	De 41 projecten bevatten zowel producerende als aangevraagde projecten.
Geothermie (algemeen)	De stellingname dat de investeringen per MW zouden dalen wordt niet herkend. Deze veronderstelling is een groot risico ten aanzien van de zogenoemde versnelling en verbetering van geothermieplannen, wat vooralsnog vooral bij plannen lijkt te blijven.	De kostendaling is voornamelijk gebaseerd op toename van de bronvermogens.
Geothermie (uitbreiding bestaande projecten)	Wij verwelkomen de mogelijkheden voor extra putten. Het risico-profiel van geothermie is namelijk zodanig hoog dat het een goede zaak is om op bestaande geothermielocaties extra productie te organiseren in reservoirs die goed bekend zijn, inclusief de risico's van de boring daar naar toe.	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (algemeen)	Standaard wordt een geothermieproject niet uitgerust met een extra warmtepomp voor verdere uitkoeling. Wel wordt dat in businessplannen meegenomen als terugvaloptie. Individuele afnemers kunnen wel een warmtepomp hebben geïnstalleerd om verder af te koelen in hun eigen kas.	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (nieuwe categorie)	Of stadsverwarming een toepassingsgebied kan zijn, is afhankelijk van ouderdom en mate van isolatie, omdat geothermisch vermogen zelden CV-watertemperatuur heeft. Verder lijkt dat bij stadswarmte veelal sprake is van meer conflicterende belangen en van partijen waarvoor het niet vreemd is om maanden- of jarenlang te overleggen voordat	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	een investeringsbesluit wordt genomen. Daarnaast is vergunningverlening voor bouwwerkzaamheden in steden veel complexer dan in agrarische gebieden.	
Geothermie (verlaten gasputten)	Het is gewenst om voorlopig maar geen risico lopen in onvoldoende bewezen technieken. Zodra in Nederland en/of ons omringende landen een aantal van dit type projecten is gerealiseerd, kan er mee gedacht worden over de financiering daarvan.	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (ondiepe geothermie)	De 'vergeten warmte'. In het gebied tussen 300 en 1500 meter diepte is ook veel geothermie warmte aanwezig. Tot nu toe is dat niet winbaar gemaakt in de SDE+-regeling. De SDE+-regeling is meer gebaseerd op de al gerealiseerde doubletten en de leerervaring daarbij uit de tuinbouw. Wij willen nadrukkelijk voor het 3 <sup>e</sup> jaar op rij aandacht vragen voor laagtemperatuuraardwarmte uit semi geconsolideerde ( <i>shallow</i> ) formaties en de laagtemperatuureffecten daarbij in glastuinbouw en bebouwde omgeving.	In het nevenrapport Aanvullende berekeningen hebben we een categorie voor ondiepe geothermie doorgerekend met een aantal kanttekeningen daarbij rondom kaderstelling.
Geothermie (ondiepe geothermie)	Bij ondiepe geothermie zouden ongeïsoleerde leidingen toegepast moeten mogen worden. Bij deze temperaturen is er geen isolatie nodig omdat de verliezen toch beperkt blijven.	De criteria voor isolatie van ondergrondse buizen valt buiten het kader van de adviesvraag.
Geothermie (ondiepe geothermie, correctiebedrag)	Lagetemperatuurwarmte heeft een lagere waarde dan standaard geothermie (vanwege lagere exergiewaarde in het systeem).	Het correctiebedrag voor laagtemperatuurwarmte is een extra vraag die beantwoord moet worden, voordat een categorie voor ondiepe geothermie opengesteld kan worden.
Geothermie (vollasturen)	In bebouwde omgeving kom je tot minder vollasturen per jaar.	In de berekeningen voor een categorie van geothermie bij stadsverwarming rekenen we met minder vollasturen.
Geothermie (ondiepe geothermie)	Als een reservoir op een diepte van 300-600 m ligt dan zou de diepte van de onderkant van het reservoir leidend moeten zijn en niet de bovenkant.	Mocht een categorie voor ondiepe geothermie opengesteld worden, dan zou de basis van de Noordzeegroep leidend kunnen zijn voor de scheidslijn tussen ondiepe geothermie en diepe geothermie.
Geothermie (ondiepe geothermie)	Als met een door SodM gecertificeerde boorstelling tussen 300-500 m diepte ook warmte gewonnen kan worden dan zou dat mogelijk gemaakt moeten kunnen worden.	In het nevenrapport Aanvullende berekeningen hebben we een categorie voor ondiepe geothermie doorgerekend met een aantal kanttekeningen daarbij rondom kaderstelling.
Geothermie (ondiepe geothermie)	De grens voor het verkrijgen van SDE+ ligt nu op 500 m diepte. Hiermee blijft een deel van het geothermisch potentieel onbenut. Daarom stellen we voor de diepte grens op te trekken tot een niveau van 250 meter. Dit voorkomt interactie met WKO. WKO's bevinden zich altijd tussen 10 en 250 m diepte. Dit voorkomt interactie met WKO. WKO's bevinden	Mocht een categorie voor ondiepe geothermie opengesteld worden, dan zou de basis van de Noordzeegroep leidend kunnen zijn voor de scheidslijn tussen ondiepe geothermie en diepe geothermie. De bovenkant zou onderscheidend genoeg moeten zijn om ruim weg te blijven van het WKO-werkingsbereik.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>zich altijd tussen 10 en 250 m diepte. De kostprijs verschilt niet wezenlijk van diepe geothermie. De waterwet vraagt in principe een thermische balans voor warmteprojecten. Maar ook is aangegeven dat netto afkoeling in principe is toegestaan. Dit vereist overleg met de provincies, maar op voorhand lijkt er juridisch geen obstakel te zijn.</p>	<p>Bij 6000 vollasturen komen we op een basisbedrag van 0,062 €/kWh voor ondiepe geothermie en 0,052 €/kWh voor diepe geothermie.</p>
Geothermie (nieuwe categorie)	<p>De kosten per GJ van een geothermische installatie is optimaal tussen 2000 en 3000 meter. Als de subsidie hierop is gebaseerd komen andere minder efficiënte projecten niet van de grond. Het zou mooi zijn als er ook een regeling komt voor putten tussen 500 en 1500 meter.</p>	<p>In het SDE+ 2019-advies zijn de categorieën deels aangeduid middels laagpakketten en deels middels een dieptegrens. Een mogelijke verbetering op deze categoriseringssystematiek is een verdere onderverdeling naar laagpakketten. De laagpakketten waaruit de warmte gewonnen worden, zijn, samen met onder andere de diepte ervan, gerelateerd aan het winbare geothermisch vermogen. Een verdere separatie naar een indeling op laagpakketten alsmede locatie is te overwegen. Hierbij kan gedacht, qua laagpakketten, worden aan:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ondiepe geothermie warmte: Laagpakketten uit de Noordzee Groep;</li> <li>• Geothermie warmte vanaf de basis van de Noordzee Groep tot &lt; 4000 meter: aquifers / laagpakketten van Krijt, Jura, Trias en Perm (Rotliegend) van Laat Carboon ouderdom;</li> <li>• Geothermie warmte <math>\geq 4000</math> meter: Dinantien laagpakketten van Vroeg Carboon ouderdom (ultra diepe geothermie).</li> </ul> <p>Bij indiening van een SDE+-aanvraag en uitvoering van het geothermisch project is bekend welk laagpakket het project zal gebruiken voor het onttrekken van geothermische warmte. Indien de geadviseerde definitie 'ondiepe geothermie warmte' niet wordt overgenomen, met de laagpakkettenondergrens, dan is het mogelijk om een suboptimale definitie met absolute dieptegrenzen te hanteren (<math>\geq 300</math> meter en/of <math>&lt; 1500</math> meter). Als de categorie Ondiepe geothermie niet wordt geïntroduceerd, dan wordt geadviseerd om de categorie-indeling uit het eindadvies SDE+ 2018 aan te houden.</p>
Geothermie (warmtepompen)	<p>Met een warmtepomp wordt het vermogen opgevoerd, maar tegelijkertijd wordt het energetisch een typisch verhaal. Het lijkt duidelijk dat de markt het subsidiebeleid volgt. Als er geen cap is op retourtemperatuur wordt deze steeds lager. Het rendement van</p>	<p>Dit is een algemeen aandachtspunt bij het stimuleren van warmtepompen: de kosten hangen af van het gebruik.</p>

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	de laatste MWh is echter dramatisch. De marginale COP is vaak niet meer dan 4.	
Geothermie (algemeen)	De grote spreiding is een doorn in het oog voor de ontwikkeling van nieuwe projecten. Zeker in nieuwe reservoirs is het een grote gok. Door 1 SDE+-niveau te hebben worden de succesvolle projecten groter en blijven andere gebieden achter. Als nieuwe reservoirs een toeslag krijgen komen deze er waarschijnlijk eerder.	Bij de SDE+-bepaling van het basisbedrag, is ervan uitgegaan dat 80% van de aangevraagde projecten uit moet kunnen.
Geothermie (algemeen)	Dit is een geweldig stuk. Alle data zo overzichtelijk. Hier wordt duidelijk dat met 1 SDE+-niveau de grote projecten teveel geld krijgen en de kleine niet worden gerealiseerd.	Momenteel wordt er geen onderscheid gemaakt naar projectgroottes binnen de categorie geothermie. Er zijn vele factoren die leiden tot verschil in productiekosten.
Geothermie (kosten warmtenet)	Duidelijk is dat de kosten voor een warmtenet heel hoog kunnen zijn. Afnemers zonder een dergelijk net hebben een fors nadeel en komen dan lastiger tot stand.	Kosten voor een warmtenet zijn niet meegenomen in de SDE+ regeling.
Geothermie (nieuwe categorie)	Zonder een categorie voor geothermie bij stadsverwarming zullen dergelijke projecten, essentieel voor de warmtetransitie in de gebouwde omgeving, niet of onvoldoende worden gerealiseerd. Dit komt met name door: <ul style="list-style-type: none"> <li>• De lagere bedrijfstijd als gevolg van de grote (seizoens-)variatie in de warmtevraag</li> <li>• De kosten voor inpassing in de omgeving en voor het moeten werken in bebouwd gebied</li> <li>• De beperkende marktwaarde van de (basis/baseload) warmte.</li> <li>• Het (in geval van onvoldoende huidige vraag) vertraagd tot stand komen van de benodigde afzet. ('volloopsценario')</li> <li>• Geothermie ingroei in bestaande netten dient aan te sluiten op de bestaande invulling van deze warmtevoorziening (restwarmte of biomassa).</li> <li>• Geothermie lijkt daarom nu vooral voor 'nieuwe netten' relevant, en dat is ongewenst. Pas over enkele jaren is duidelijkheid verkregen over het potentieel van UDG.</li> <li>• Projecten in de stadverwarming lijken eerder genoodzaakt om ook te investeren in warmtepompen ten behoeve van de noodzakelijke uitkoeling. Zie volgende pagina voor verdere toelichting.</li> </ul> <p>Wat de uitvoeringsvorm betreft, kan er een warmtestaffel plaatsvinden zoals eerder is voorgesteld</p>	We hebben een extra categorie doorgerekend voor geothermie bij stadsverwarming in het rapport Aanvullende berekeningen. We geven daarbij aan dat er eerst nog over een aantal andere kaders nagedacht moet worden. De voorstellen voor de uitvoeringsvorm lijken ons daarom wat voorbarig, maar geven we mee aan EZK.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>op basis van projectgrootte of gerealiseerde vollasturen (glijdende schaal).</p> <p>Deze suggestie is uitgewerkt in een bijlage met een incentive om méér te produceren tegen een (daarvoor) weliswaar lagere vergoeding.</p>	
Geothermie (projectuitbreiding met een extra put)	<p>De investeringskosten van één put zijn naar inschatting meer dan 50% van een doublet doordat de projectkosten (aan- en afvoertoren, ontwerp en veelal een langer boortraject) zwaarder tellen dan de voordelen (zoals bekendheid met de ondergrond). Belangrijk bij de analyse is dat uitgaan dient te worden van een geoptimaliseerd bestaand doublet en de prestatie van een triplet dus niet volledig aan de derde put wordt toegeschreven. In de huidige analyses is dit wellicht wél gebeurd.</p>	Voor de bepaling van de bronvermogens zijn we uitgaan van gegevens van TNO AGE.
Geothermie (investeringskosten)	<p>U geeft aan dat de investeringskosten (€/kWh output) lager zouden zijn geworden. Uit de markt komen deze signalen niet, zeker niet voor relatief kleinere projecten in minder bekende gebieden.</p>	Voor kennisname aangenomen Investeringskosten zijn gebaseerd op projectaanvraag data zoals ontvangen door RVO.
Geothermie (algemeen)	<p>Door de vermogensgroei van de projecten als uitgangspunt te nemen, wordt de drempel voor de grootte van projecten steeds hoger. Kleinere projecten (bijvoorbeeld &lt; 10 MW) zullen we echter óók hard nodig hebben om aan de duurzame warmtevraag te voldoen. Denk hierbij aan kleinere tuinbouwgebieden, kleinere/minder grote warmtenetten, ondiepe projecten en aan kleinere industrie.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (algemeen)	<p>Enkele partijen onderzoeken serieus de mogelijkheden voor geothermie bij verlaten gasputten en in het buitenland zijn er reeds projecten gerealiseerd. Gebruik van bestaande gasputten en infrastructuur zoals bijvoorbeeld ongebruikte mijnbouwlocaties van gasoperators zijn waardevol om voor geothermie doeleinden te gebruiken, zeker gezien de voordelen van ruimtelijke ordening. De maatschappelijke kosten/baten dienen in verhouding te liggen met totale potentie in PJ en de stimulering die dat vergt.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (kosten warmtenet)	<p>Het verdisconteren van de kosten van een warmtenet in de SDE+ leidt tot een ongelijkheid in vergelijking met elektriciteit (waar de netkosten, afgezien van de aansluitkosten immers bij de netbeheerder vallen). Dit wordt dan ook als niet wenselijk ervaren. Voor de versnelling van de uitrol van warmtenetten zijn andere</p>	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>stappen nodig. Aangezien ook geothermieoperators warmtenetten (kunnen) hebben is van belang ook aan warmtenetbeheerders een vergelijkbare zekerheid te bieden ten aanzien van de terugverdiertijden en risico's zoals die aan E- en G-netbeheerders geboden wordt.</p>	
Geothermie (nieuwe categorie)	<p>Wij vinden het een goede ontwikkeling dat stadsverwarming als extra categorie wordt toegevoegd. Een aantal kosten zijn veel hoger bij stadsverwarming dan bij tuinbouw:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Projectontwikkeling bij een stadverwarmingsproject duurt vaak vele jaren met tientallen partijen. Deze kosten zijn nu niet voldoende opgenomen in het basisbedrag;</li> <li>• Bij een stadverwarmingsproject is een leveringsonderbreking zeer prijzig door de boetes van de warmtewet. Hierdoor moeten extra maatregelen getroffen worden tijdens de bouw, extra back-up voorzieningen bijvoorbeeld, en tijdens exploitatie, 24/7 storingsdienst bijvoorbeeld.</li> <li>• Bij een stadverwarmingsproject zijn administratieve lasten een groot deel van de OPEX kosten. Facturatie aan duizenden klanten, front- en backoffice, klantenportal, etc.;</li> <li>• Stadsverwarming kent hogere temperaturen dan de tuinbouw. In de tuinbouw kan het bronwater gekoeld worden tot 30-40°C. Bij stadsverwarming is 70°C al een uitdaging.</li> <li>• Het warmtenet voor stadsverwarming is langer, loopt door stedelijk gebied en heeft vele duizenden aansluitingen. De kosten van het net zijn hierdoor aanzienlijk hoger;</li> </ul>	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (stadsverwarming)	<p>Voor het toepassen van geothermie bij stadsverwarming zijn warmtepompen in veel gevallen nodig om het bronwater genoeg uit te koelen. Dit vereist aanvullende CAPEX/OPEX. Men stelt voor om een extra categorie te maken voor stadsverwarming met warmtepompen. Zonder deze categorie zal geothermie voorlopig een minimale rol spelen in de energietransitie in de gebouwde omgeving.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Geothermie (ruimtelijke differentiatie)	<p>De huidige SDE+ maakt geen onderscheid in onzekere en minder onzekere projecten. Om risicovolle projecten haalbaarder te maken zou men graag willen voorstellen om de hoogte van het basisbedrag te koppelen aan de afwijking van de P90 t.o.v. de</p>	Voor kennisgeving aangenomen.



Onderwerp	Consulatie	Reactie
	<p>P50. Dit zou op voorhand kunnen door projecten met een grotere P90/P50 bandbreedte een hoger basisbedrag toe te kennen. Een aanvullende optie zou zijn om het basisbedrag vast te stellen na de puttest, bij P80 een hoger basisbedrag dan bij P60. Door dit risico weg te nemen worden projecten beter financierbaar en dus sneller realiseerbaar</p>	

# Bijlage D Externe review



Fraunhofer ISI | Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe

Dr. P.A. Boot  
Sector Klimaat, lucht en energie (KLE)  
Planbureau voor de Leefomgeving  
Bezuidenhoutseweg 30 | 2594 AV | Den Haag  
Postbus 30314 | 2500 GH | Den Haag  
The Netherlands

Fraunhofer-Institut für  
System- und Innovationsforschung ISI  
Geschäftsführender Institutsleiter  
Prof. Dr. Jakob Edler  
Institutsleiterin  
Univ.-Prof. Dr. Marion A. Weissenberger-Eibl  
Stellvertreter  
Prof. Dr. Mario Ragwitz  
Breslauer Straße 48  
76139 Karlsruhe

Stellv. Institutsleitung  
Prof. Dr. Mario Ragwitz  
Durchwahl +49 (0) 7 21/68 09-200  
m.ragwitz@isi.fraunhofer.de  
www.isi.fraunhofer.de

Ihr Zeichen

Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen  
MR

www.isi.fraunhofer.de  
Karlsruhe, 01. Dezember 2018

## Review on the draft advice of SDE+

Dear Mr. Boot,

Fraunhofer ISI and TU Wien, Energy Economics Group, have reviewed the advice of Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), ECN part of TNO, and DNV GL on the Dutch renewable energy tariffs as proposed in the draft and in the final advice on base rates for the SDE+ 2019. The review included the following activities: discuss with PBL the results of the draft advice, give suggestion for further research where applicable, reflect whether PBL / 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 PBL was conducted in a manner that was sound and correct. Suggestions for improvements can be summarized as follows:

As a general comment we would like to point out that there has been an improvement in the SDE+ scheme compared to previous years due to the (consistent) incorporation of residual values of renewable energy plants after the end of the support period in the base rate calculation. Risks in the Dutch system are nevertheless somewhat larger compared to the support systems in several other countries, e.g. Germany, due to the shorter guaranteed duration of support. This has an impact on overall project financing.

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V., München  
Vorstand  
Prof. Dr.-Ing. habil. Prof. E. h. Dr.-Ing. E. h. mult. Dr. h. c. mult. Reimund Neugebauer, Präsident  
Prof. Dr. rer. publ. ass. iur. Alexander Kurz  
Dipl.-Kfm. Andreas Meuer  
Prof. Dr. rer. nat. Georg Rosenfeld

Bankverbindung Deutsche Bank, München  
Konto 752193300 BLZ 700 700 10  
IBAN DE86 7007 0010 0752 1933 00  
BIC (SWIFT-Code) DEUTDEMM  
USt-IdNr. DE129515865  
Steuernummer 143/215/20392

Furthermore, a closer look at the draft and final advice indicates that two points of criticism appear being corrected within the revision process undertaken by PBL / DNV GL:

- **Inconsistency between wind and PV concerning the profile imbalance factor**

The profile imbalance factor (PIF) was inconsistent between wind and PV in first draft calculations. This has been changed within the last revision(s) undertaken.

- **Exclude asset management from operational costs for large-scale PV plants:**

From the discussions on the draft advice we had concluded that for large-scale PV plants the costs for asset management should either be excluded, or these activities should also be reflected in higher yields in the corresponding categories as compared to the small-scale plants. According to our information this has been changed within the last revision(s) undertaken.

Suggestions for further improvements can be summarized as follows:

- **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 it by merging any technology categories with existing ones or by merging existing categories as technology costs of different technologies converge.

- **Base rate for Photovoltaics**

Regarding the base rate for PV we think that the currently suggested value shows comparatively little differentiation between large-scale and small-scale plants. This is mainly based on the little differentiation of specific investment costs for the two categories. Data on cost in other countries indicates that these costs generally differ to a larger extent.

- **Base rate for Biomass digestion**

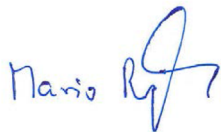
The reference system for biomass digestion is based on experience gained with comparatively large-scale systems. This appears misleading and might endanger a strong market uptake for this technology. According to our knowledge small-scale systems have larger cost and there is only a limited potential for large-scale systems within the Netherlands.

- **Base rate for Biomass combustion**

For biomass combustion a differentiation between large and small-scale schemes has been applied and parameters / assumptions like full load hours or investment cost differ quite significantly among these categories, partly against initial perceptions. This points out the complexity applicable in certain market fields and raises the key question, how specific one can go with a generic subsidy scheme in providing adequate support to incentive development and market uptake across all market segments.

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 E Nawoord

In dit nawoord staat een reactie van PBL, ECN part of TNO en DNV GL op de aandachtspunten van de review.

## **Aantal categorieën / technologieën**

De reviewers geven aan dat het wenselijk is om in de SDE+ balans te houden tussen nauwkeurigheid en eenvoud en om het aantal categorieën daarom enigszins beperkt te houden. Vergelijkbare signalen zijn gegeven zowel in de marktconsultatie als in gesprekken met EZK (zie bijvoorbeeld uitgangspunt "Is een aparte categorie covergisting naast allesvergisting en monomestvergisting nog wenselijk?"). Voor het PBL is het moeilijk hier advies over uit te brengen binnen de context van de adviesvraag. Bij enkele categorieën (zie nevenrapport met aanvullende berekeningen) kunnen we wel aangeven dat een eventueel nieuwe categorie op gespannen voet staat met algemene kaders voor de SDE+. Maar duidelijke kaders voor het splitsen of samenvoegen van categorieën zijn niet voorhanden. Daardoor is splitsing of samenvoeging van categorieën een expliciete keuze van het ministerie van EZK, waarbij EZK kan adviseren over de kosten van de betrokken categorieën.

## **Basisbedrag zon-PV**

De ontwikkeling van zeer grote zon-PV-projecten in Nederland is relatief jong. Voor het eerst hebben we in het advies ook onderscheid gemaakt tussen daksystemen en veldsystemen, waarbij veldsystemen iets goedkoper zijn. Dit advies is gebaseerd op de huidige inzichten in de kosten van Nederlandse projecten. Wij hebben daarom een bottom-up benadering waarbij de betrouwbaarheid van de module- en omvormerprijzen groot is. Hier passen we geen *economy of scale* van de inkoopprijs op toe, omdat we inschatten dat dat effect beperkt is boven de 250 kWp en hier ook geen bewijs van hebben. Het verschil tussen klein dak en groot dak zit voornamelijk in de marge op materiaal en een extra jaar realisatieperiode. Bij grote veldsystemen worden lagere arbeidskosten en marge deels teniet gedaan door extra kosten voor netwerkaansluiting. Nederlandse projecten kunnen bijvoorbeeld in netaansluitingskosten typisch verschillen van andere landen. Het signaal van de reviewers is evenwel helder. We zullen komend jaar goed blijven monitoren hoe de kosten van kleine projecten enerzijds en grote projecten anderzijds specifiek in Nederland evolueren.

## **Basisbedrag vergisting**

De afgelopen jaren is een trend in schaalvergroting ontstaan. In de marktconsultatie is aangegeven dat dit deels kan zijn ontstaan door te krappe subsidies, maar deels sluit het ook aan bij verdere professionalisering en marktrijpheid van de sector. Het gevolg kan zijn dat die biomassa die zich makkelijk laat verzamelen, vaker op grote schaal vergist wordt. Het is mogelijk dat er verhoudingsgewijs meer slecht-verzamelbare biomassa overblijft, dat enkel op kleine schaal vergist kan worden. De huidige adviezen voor algemene vergisting zullen niet toereikend zijn voor kleine vergisters. Uitzondering vormt mestmonovergisting, waar wel advies voor een categorie < 400 kW voor is geschreven. We lezen het commentaar van de reviewer zo, dat we komend jaar meer aandacht zullen moeten besteden aan het onbenut potentieel van biomassavergisting.

## **Basisbedrag verbranding**

Verbranding laat een grote diversiteit zien. We zijn het eens met de reviewer dat een generieke regeling niet alle situaties even goed kan behapstukken. Niet alleen diversiteit bestaat in basisbedrag en vollasturen, maar ook in correctiebedragen. Nog meer dan voorheen zullen we de adviezen moeten typeren naar onrendabele top, en minder naar de afzonderlijke typeringen van basisbedrag enerzijds en correctiebedrag anderzijds.