



Planbureau voor de Leefomgeving

EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2020

Beleidsstudie

Sander Lensink (redactie)

11 februari 2020

PBL

Colofon

Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 3526

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink (redactie), Algemeen: Hans Elzenga, Iulia Pișcă (PBL), Hernieuwbare energie: Bart Strengers (PBL), Hans Cleijne, Maroeska Boots, Marcel Cremers, Bart in 't Groen, Jasper Lemmens, Frank Lenzenmann, Eeke Mast (DNV GL), Luuk Beurskens, Koen Smekens, Ayla Uslu, Adriaan van der Welle (ECN *part of* TNO), Harmen Mijnlief (TNO). Verbreding: Marc Marsidi, Mike Muller (PBL), Ton van Dril (ECN *part of* TNO), Paul Noothout (Navigant)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S. (2020), Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2020, 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 vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	9
2 Uitgangspunten	10
3 Financiering	20
4 Bevindingen energie uit water	25
5 Bevindingen zonne-energie	35
6 Bevindingen windenergie	49
7 Bevindingen geothermie	60
8 Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa	72
9 Bevindingen vergisting van biomassa	88
10 Bevindingen daglichtkas	104
11 Bevindingen grootschalige elektrische boilers	109
12 Bevindingen grootschalige warmtepompen	113
13 Bevindingen grootschalige waterstofproductie via elektrolyse	118
14 Bevindingen industriële restwarmte	126
15 Bevindingen CCS	137
16 Basisprijzen en voorlopige correctiebedragen	156
Afkortingen	178
Literatuur	180
Bijlage A Rangschikkingstabel	184
Bijlage B: Reactie op schriftelijke consultatie	187
Bijlage C Externe review	326
Bijlage D Nawoord	329
Bijlage E Geothermie; definities	330

Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit brengen over de SDE++ 2020. De adviesvraag bevat de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen alsmede enkele flankerende vragen. Het advies wordt gegeven binnen door EZK bepaalde uitgangspunten. De adviesvraag en uitgangspunten staan integraal weergegeven in hoofdstuk 2.

In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gevraagd aan ECN *part of* TNO en DNV GL voor hernieuwbare energie en aan Navigant voor de overige CO₂-reducerende opties. Binnen dit proces is een marktconsultatie uitgevoerd, in mei 2019 voor hernieuwbare energie en in september 2019 voor de overige CO₂-reducerende opties.

De subsidiebehoefte bij hernieuwbare energie is gedifferentieerd naar de SDE+-categorieën uit 2019 voor de thema's energie uit water, zonne-energie, windenergie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa en vergisting van biomassa. Enkele categorieën zijn toegevoegd, zoals aquathermie, ondiepe geothermie en warmte uit compostering. De categorisering bij thema's als windenergie, zonne-energie en geothermie is nader verfijnd. Voor enkele vormen van windenergie in windrijke gebieden, te weten windparken zonder hoogte-restricties in gebieden met >8,0 m/s windsnelheid (100m), berekent het PBL dat SDE++-subsidie niet meer nodig is voor het merendeel van de projecten om een rendabele business-case te halen.

Voor CO₂-reducerende opties heeft het PBL gekeken naar de thema's daglichtkas, elektrische boilers, warmtepompen, waterstofproductie via elektrolyse, industriële restwarmte en CCS. Projecten die binnen deze thema's vallen werden voorheen niet ondersteund via de SDE+. De beschikbare kosteninformatie voor deze CO₂-reducerende opties is naar inzicht van het PBL voldoende representatief om over de subsidiebehoefte voor komende kosten-effectiefste Nederlandse projecten te kunnen adviseren. De informatie is echter minder representatief dan de beschikbare informatie voor hernieuwbare energie om over een breed palet aan categorieën te kunnen adviseren. Deze tekortkoming in de informatievoorziening heeft een directe relatie met de beperkte mate waarin de opties al zijn toegepast in Nederland. Naarmate in de komende jaren meer kosteninformatie beschikbaar komt, is uitbreiding van het aantal categorieën in de advisering mogelijk.

In de onderstaande tabellen staan de subsidieparameters als basisbedrag, langetermijnprijs en subsidie-intensiteit. Een gerangschikte versie is te vinden in bijlage A. De berekeningen kunnen ook gedownload worden als rekenbestand, het OT-model, via www.pbl.nl/sde.

Daar waar cijfers in dit rapport onverhoopt mochten conflicteren, zijn de cijfers in deze samenvatting leidend.

Tabel S-1. Energie uit water

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit	Eindadvies	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020*	Voorlopige GvO-waarde 2020	Vollasturen
			basisbedrag SDE++ 2020				
		[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/jaar]
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	E	578	0,161	0,035	0,049	0,000	5700
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	E	235	0,097	0,035	0,049	0,000	2600
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	E	706	0,185	0,035	0,049	0,000	3700
Osmose	E	2695	0,557	0,035	0,049	0,000	8000
Aquathermie (TEO)	W	452	0,115	0,030	0,035	-	3500
Aquathermie (TEA)	W	223	0,077	0,030	0,035	-	6000

* Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-2. Zonne-energie

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020**	Voorlopige GvO-waarde 2020***	Voorlopige ETS-waarde 2020*	Vollasturen
								[€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (Voorjaar)	E	120	0,085	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,060	0,078	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (Najaar)	E	93	0,080	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,060	0,078	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (Voorjaar)	E	117	0,079	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (Najaar)	E	90	0,074	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden (Voorjaar)	E	60	0,074	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden (Najaar)	E	34	0,069	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (Voorjaar)	E	151	0,091	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (Najaar)	E	125	0,086	0,029	0,047	0,007	-	950
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonnolgend op water (Voorjaar)	E	151	0,091	0,029	0,047	0,007	-	1190
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonnolgend op water (Najaar)	E	125	0,086	0,029	0,047	0,007	-	1190
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonnolgend op land (Voorjaar)	E	60	0,074	0,029	0,047	0,007	-	1045
				0,051	0,069	-	-	
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonnolgend op land (Najaar)	E	34	0,069	0,029	0,047	0,007	-	1045
				0,051	0,069	-	-	
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	W	243	0,095	0,030	0,035	-	0,005	600
Zonthermie, ≥1 MWth	W	208	0,080	0,023	0,028	-	0,005	600

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Bij de categorieën fotovoltaïsche zonnepanelen is het bovenste correctiebedrag van toepassing op netlevering, het onderste bedrag op niet-netlevering.

*** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-3. Windenergie

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Voorlopige GvO-waarde 2020** [€/kWh]	Vol-lasturen* [uur/jaar]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	E	-16	0,040	0,029	0,043	0,007	4050
Wind op land, ≥ 8,0 en < 8,5 m/s	E	-5	0,042	0,029	0,043	0,007	3800
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	11	0,045	0,029	0,043	0,007	3500
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	27	0,048	0,029	0,043	0,007	3200
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	48	0,052	0,029	0,043	0,007	2900
Wind op land, < 6,75 m/s	E	70	0,056	0,029	0,043	0,007	2650
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	E	11	0,045	0,029	0,043	0,007	3650
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,0 en < 8,5 m/s	E	21	0,047	0,029	0,043	0,007	3400
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	48	0,052	0,029	0,043	0,007	3030
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	64	0,055	0,029	0,043	0,007	2800
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	86	0,059	0,029	0,043	0,007	2550
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	E	107	0,063	0,029	0,043	0,007	2350
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	E	0	0,043	0,029	0,043	0,007	4070
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 en < 8,5 m/s	E	16	0,046	0,029	0,043	0,007	3820
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	E	32	0,049	0,029	0,043	0,007	3520
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	E	48	0,052	0,029	0,043	0,007	3210
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	E	75	0,057	0,029	0,043	0,007	2910
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	E	96	0,061	0,029	0,043	0,007	2660
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	E	86	0,059	0,029	0,043	0,007	4250

* Getoond wordt het aantal vollasturen van de referentie-installatie. In de SDE++ is het maximum aantal vollasturen projectspecifiek.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-4. Geothermie

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020** [€/kWh]	Voorlopige ETS-waarde 2020* [€/kWh]	Vol-lasturen [uur/jaar]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	W	289	0,081	0,023	0,028	0,005	3500
Ondiepe geothermie (basislast)	W	163	0,060	0,023	0,028	0,005	6000
Diepe geothermie < 20MWth (basislast)	W	92	0,044	0,016	0,020	0,005	6000
Diepe geothermie > 20MWth (basislast)	W	79	0,041	0,016	0,020	0,005	6000
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	W	277	0,083	0,016	0,020	0,005	3500
Ultradiepe geothermie	W	189	0,065	0,016	0,020	0,005	7000
Diepe geothermie (uitbreiding)	W	32	0,031	0,016	0,020	0,005	6000

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-5. Verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020	Bodem-prijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag 2020	Voorlopige GvO-waarde 2020**	Voorlopige ETS-waarde 2020*	Vol-last-uren
		[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/jaar]
Vergassing van biomassa (≥95% biogeen)	G	415	0,100	0,016	0,020	0,000	-	7500
Vergassing van biomassa (B-hout)	G	268	0,073	0,016	0,020	0,000	-	7500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	W	75	0,050	0,023	0,028	-	0,005	3000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	W	102	0,047	0,016	0,020	-	0,005	4500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	W	97	0,046	0,016	0,020	-	0,005	5000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	W	97	0,046	0,016	0,020	-	0,005	5500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	W	93	0,045	0,016	0,020	-	0,005	6000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	W	93	0,045	0,016	0,020	-	0,005	6500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	W	88	0,044	0,016	0,020	-	0,005	7000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	W	88	0,044	0,016	0,020	-	0,005	7500
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	W	88	0,044	0,016	0,020	-	0,005	8000
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	W	88	0,044	0,016	0,020	-	0,005	8500
Ketel op B-hout	W	13	0,027	0,016	0,020	-	0,005	7500
Ketel op vloeibare biomassa	W	159	0,069	0,023	0,028	-	0,005	7000
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	W	177	0,064	0,016	0,020	-	0,005	8500
Warmte uit houtpellets ≥5MWth	W	186	0,066	0,016	0,020	-	0,005	6000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	W	97	0,052	0,021	0,025	-	0,005	3000
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5MWth	W	31	0,031	0,016	0,020	-	0,005	8000

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-6. Vergisting van biomassa en warmte uit compostering

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020	Bodem-prijs of basisprijs	Voorlopig correctie-bedrag 2020	Voorlopige GvO-waarde 2020**	Voorlopige ETS-waarde 2020*	Vol-last-uren	Warmte-kracht-verhouding
		[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[uur/jaar]	[W/K]
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	G	219	0,064	0,016	0,020	0,000	-	8000	-
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	WKK	116	0,067	0,029	0,038	0,000	0,005	7622	1,07
Grootschalige vergisting, warmte	W	119	0,060	0,023	0,028	-	0,005	7000	-
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	G	190	0,088	0,016	0,020	0,000	-	8000	-
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	162	0,121	0,049	0,059	0,000	0,005	6374	1,00
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	W	172	0,098	0,023	0,028	-	0,005	7000	-
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	G	131	0,068	0,016	0,020	0,000	-	8000	-
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	WKK	86	0,074	0,029	0,039	0,000	0,005	7353	1,00
Monomestvergisting >400 kW, warmte	W	77	0,062	0,023	0,028	-	0,005	7000	-
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	G	98	0,042	0,016	0,020	0,000	-	8000	-
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	WKK	-15	0,044	0,033	0,043	0,000	0,005	5729	0,66
Verbeterde slibgisting, warmte	W	-18	0,029	0,023	0,028	-	0,005	7000	-
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	G	33	0,030	0,016	0,020	0,000	-	8000	-
Warmte uit compostering	W	44	0,043	0,023	0,028	-	0,005	5200	-
Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties	G	290	0,077	0,016	0,020	0,000	-	8000	-

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel S-7. Warmtepomp, elektrische boiler en daglichtkas

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Bodem-prijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Voorlopige ETS-waarde 2020* [€/kWh]	Vollast-uren [uur/jaar]
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp	W	65	0,037	0,016	0,020	0,005	8000
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp	W	81	0,038	0,016	0,020	0,005	8000
Grootschalige elektrische boilers	W	212	0,072	0,016	0,020	0,005	2000
Daglichtkas	W	286	0,077	0,016	0,020	0,005	3850

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel S-8. Restwarmte

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Bodem-prijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Voorlopige ETS-waarde 2020* [€/kWh]	Vollast-uren [uur/jaar]
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem	W	40	0,033	0,016	0,020	0,005	6000
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem	W	121	0,044	0,016	0,020	0,005	6000
Benutting restwarmte stoom	W	-62	0,010	0,016	0,020	0,005	7000

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel S-9. Waterstof

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kg H ₂]	Bodem-prijs of basisprijs [€/kg H ₂]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kg H ₂]	Voorlopige ETS-waarde 2020* [€/kg H ₂]	Vollast-uren [uur/jaar]
Waterstofproductie uit elektrolyse	H2	1064	10,602	1,070	1,265	0,209	2000

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel S-10. CCS

Categorie	Type	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Eindadvies basisbedrag SDE++ 2020 [€/tCO ₂]	Bodem-prijs of basisprijs [€/tCO ₂]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/tCO ₂]	Vollast-uren [uur/jaar]
CCS - Aanvullende CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant A)	CCS	76	112,482	25,264	23,272	4000
CCS - Extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant B)	CCS	39	76,307	25,264	23,272	8000
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, bestaande installatie	CCS	85	114,162	25,264	23,272	8000
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, nieuwe installatie	CCS	76	106,135	25,264	23,272	8000

1 Inleiding

De SDE+-regeling wordt verbreed met andere CO₂-reducerende opties dan hernieuwbare energie. De nieuwe regeling wordt aangeduid als de SDE++. Zowel de SDE++ als de SDE+ vergoedt de onrendabele top van projecten. De SDE++ bevat dus ook de hernieuwbare-energieopties. Het advies dat door EZK aan het PBL gevraagd is voor de SDE++ 2020 betreft deze hernieuwbare-energieopties en de CO₂-reducerende opties.

Het onderzoekstraject is voor zover mogelijk opgeknipt in twee delen. Voor hernieuwbare energie is, met ondersteuning van ECN *part of* TNO en DNV GL, een conceptadvies gepubliceerd in april 2019, waarna een marktconsultatie in mei 2019 is gevoerd. Hier zijn circa 80 schriftelijke reacties¹ op gekomen, waarna 35 gesprekken gevoerd zijn. In juni 2019 is een aanvullende notitie geschreven over hoogtebeperkte windenergie naar aanleiding van een motie van de Tweede Kamer. In december 2019 heeft het PBL een advies gepubliceerd over de voorjaarsronde SDE+ 2020. Er zit een grote mate van overlap tussen het advies voor de voorjaarsronde SDE+ 2020 en het algemene advies voor de SDE++ 2020. Het enige verschil betreft de categorisering, waarbij het advies van de voorjaarsronde betrekking had op de categorieën die ook al in 2019 waren opgesteld, terwijl dit algemene advies voor de SDE++ 2020 ook betrekking heeft op andere categorieën.

Voor CO₂-reducerende opties is, met ondersteuning van Navigant, een conceptadvies gepubliceerd in augustus 2019, waarna een marktconsultatie in september 2019 is gevoerd. Hier zijn circa 90 schriftelijke reacties op gekomen, waarna 38 gesprekken gevoerd zijn. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met RVO.nl en EZK, opdat EZK in staat gesteld werd om de uitgangspunten te heroverwegen.

Het PBL heeft de werkzaamheden uitgevoerd op basis van een adviesvraag en uitgangspunten. De uitgangspunten bevatten veelal aspecten die als beleidsmatige keuzes getypeerd kunnen worden. Het PBL ziet deze uitgangspunten als nuttige inkadering om betekenisvol subsidieadvies te kunnen geven. Binnen de kaders van de SDE++-adviesprojecten heeft het PBL echter geen inhoudelijk standpunt geuit over de uitgangspunten. De adviesvraag en de uitgangspunten staan in hoofdstuk 2. In hoofdstuk 3 worden de financieringsparameters behandeld. Hoofdstukken 4 tot en met 15 behandelen de kostenparameters (investeringskosten, operationele kosten). Hoofdstuk 16 toont de basisprijzen, voorlopige correctiebedragen 2020 en parameters met betrekking tot de gebruikte emissiefactoren.

In de bijlages staat een naar subsidie-intensiteit gerangschikt overzicht van alle categorieën (bijlage A), de consultatiereacties met verwerking (bijlage B), de externe review (bijlages C en D) en aanvullende informatie over geothermie (bijlage E).

¹ Partijen die op meerdere thema's hebben gereageerd, zijn hierin evenzovele keren meegeteld.

2 Uitgangspunten

2.1 Aanleiding

De SDE+ is sinds 2011 het belangrijkste instrument voor de stimulering van de opwekking van hernieuwbare energie in Nederland. Binnen deze regeling wordt jaarlijks de kostprijs bepaald van hernieuwbare energie van diverse technologieën, binnen de SDE+-regeling aangeduid als het basisbedrag. Daarnaast zijn ook het correctiebedrag en de basisenergieprijs (in de SDE++ wordt deze breder de bodemprijs genoemd, om ook de basisprijs van niet-energieke correctiebedragen te omvatten) 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++ 2020 goed uit te kunnen voeren. In 2020 wordt de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgt ervoor dat de regelgeving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ worden uitgebreid dusdanig dat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO₂-reducerende categorieën. Op het moment dat verschillende uitgangspunten niet te verenigen zijn of aanvullende uitgangspunten noodzakelijk zijn, neemt het PBL contact op met EZK.

2.2 Rangschikking in de huidige SDE+

In de huidige SDE+ worden projecten in essentie op de volgende manier beoordeeld. De aanvrager geeft aan welke meetbare eenheid er geproduceerd wordt (hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbaar gas, hernieuwbare warmte) en tegen welk bedrag per eenheid (basisbedrag). De rangschikking van aanvragen is eerst op datum van binnenkomst, vervolgens op basisbedrag. De uitkering van de subsidie vindt plaats op basis van de meetbare eenheid die gerapporteerd wordt en gecontroleerd kan worden.

2.2.1 Rangschikken op CO₂

Bij de SDE++ komen er meer technieken bij, waardoor er ook meer meetbare eenheden bijkomen, zie tabel 2-1. Een meetbare eenheid blijft de basis voor de uitkering van de subsidie.

Voor de rangschikking van de technieken zullen de nodige veranderingen plaatsvinden. Het doel wordt zo kosteneffectief mogelijke CO₂-reductie. De rangschikking is dan ook op basis van subsidiebehoefte per ton CO₂. Bij het bepalen van de subsidiebehoefte gaat het om het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag. Aangezien het correctiebedrag wijzigt over de looptijd, wordt bij het bepalen van de rangschikking in plaats daarvan uitgegaan van het verschil tussen het basisbedrag en de langetermijnmarktprijs of -energieprijs.

Om rangschikking op deze manier mogelijk te maken, moet er dus een aantal omrekenfactoren ontwikkeld worden om de CO₂-reductie te bepalen. Enerzijds om meetbare eenheden

(technieken) om te rekenen naar CO₂-reductie. Anderzijds om waar nodig technieken die andere broeikasgassen dan CO₂ reduceren om te rekenen naar CO₂-equivalenten. Dit betreft scope 1 emissies².

Vanwege praktische en analytische beperkingen en de uniformiteit van de regeling wordt bij het bepalen van de rangschikking geen rekening gehouden met secundaire effecten die leiden tot additionele uitstoot of reductie van broeikasgassen. Uitzondering op deze regel zijn de emissies door gebruikte elektriciteit (scope 2 emissies). Voor monomestvergisting wordt de vermeden methaanemissie uit mest als onderdeel van het primaire proces beschouwd en zal dit dus wel in de ranking tot uiting komen.

Tabel 2-1. Meetbare eenheden in de SDE++

Hoofdcategorieën SDE++	Meetbare eenheid
Hernieuwbare elektriciteit	kWh elektriciteit
Hernieuwbaar gas	kWh gas
Hernieuwbare warmte	kWh warmte
Gecombineerde opwekking	kWh warmte + elektriciteit
CO ₂ -reductie: afvang en CO ₂ -arme productie	t CO ₂ Overige broeikasgassen (t CH ₄ , t N ₂ O) kWh elektriciteit kWh warmte Productie energiedrager (kg H ₂ , liter biobrandstoffen) Grondstofinput (m.b.t. recycling)

2.2.2 Algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂³

- Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO₂-reductie kan worden berekend.
- Bij CO₂-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt.
- Voor de productie en het verbruik van elektriciteit wordt gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2030 voor baseload. Als dat voor bijvoorbeeld 75% een moderne gascentrale is en voor bijvoorbeeld 25% van de tijd een hernieuwbare bron is, zal dat een gewogen gemiddelde zijn voor het bepalen van de omrekenfactor. Hierbij wordt een uitzondering gemaakt voor opties waarvan de aanname is dat die enkel produceren op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is en daarmee een corresponderend lage emissiefactor voor elektriciteit hebben voor het verbruik van de elektriciteit.
- Bij hernieuwbare warmte wordt uitgegaan van verdringing van de inzet van aardgas in een ketel.
- Graag advies wat de omrekenfactor is voor overige broeikasgassen (CH₄, N₂O) die aansluit bij internationaal geaccepteerde methodiek (IPCC).
 - o Emissieregistratie moet conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.

² Scope 1 sluit aan bij de emissies uit de schoorsteen. Bij scope 2 wordt rekening gehouden met de emissies van ingekochte elektriciteit, warmte, koeling, etc. Bij scope 3 wordt rekening gehouden met de broeikasgasemissies van zowel ingekochte producten als het gebruik van geproduceerde producten door klanten en de bij de afvalverwerking.

³ De uitgangspunten over de rangschikking, zoals alles wat in dit hoofdstuk vermeld staat, zijn meegegeven door het ministerie van EZK.

2.2.3 Techniek afhankelijke uitgangspunten rangschikking

- Voor zon-PV is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (netto productie). Graag advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zon-PV-projecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).

2.3 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE++

2.3.1 Algemene uitgangspunten SDE++ (hernieuwbaar en overig)

- Onder de kostprijs van de gereduceerde hoeveelheid CO₂ wordt verstaan: De gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de gereduceerde hoeveelheid CO₂, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid gereduceerde hoeveelheid CO₂.
- Voor categorieën die eerder zijn opgenomen binnen de SDE+ en voor nieuwe categorieën die naar verwachting geen grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben, moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Voor categorieën die niet eerder zijn opgenomen binnen de SDE+ en waarvan de projecten naar verwachting wel een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen, in plaats van dat een subsidie berekend wordt waar het merendeel van de projecten mee uit kan.
- Het is wenselijk om overwegingen voor vormgeving van de regeling mee te geven die er aan bij kunnen dragen dat het berekende basisbedrag goed toepasbaar is op een categorie. Bijvoorbeeld in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
- Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aangepaste of samengevoegde categorieën. Alvorens een nieuwe categorie wordt opgenomen in het onderzoek wordt overleg gevoerd met EZK.
- Bij de keuze van de categorieafbakening wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag.
- Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE+ 2019 gehanteerd (12 of 15 jaar), tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken.
- 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.
- Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 juni 2019 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2020 van kracht zal zijn. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
- Innovatieve technologieën worden beschouwd als betrouwbare technologie. Er wordt dus geen rekening houden met hogere kosten voor onderhoud of lagere vollasturen door het buitensporig buiten bedrijf zijn van de installatie.
- In het geval een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie of de reductie van CO₂, bestaan de kosten van de referentie-installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie of reductie van CO₂.
- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag worden niet meegenomen.
- De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, participatiekosten

en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

2.3.2 Financiële uitgangspunten (hernieuwbaar en overig)

- Uitgangspunt voor alle categorieën is projectfinanciering.
- Rente, rendement op eigen vermogen, WACC en verhouding tussen eigen vermogen en vreemd vermogen, worden per technologie bepaald en geconsulteerd.
- De voordelen van groenfinanciering en EIA worden enkel verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- 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 Klimaat- en Energieverkenning (KEV). Als de KEV niet tijdig beschikbaar is wordt gebruikgemaakt van de recentste inflatieverwachtingen van het CPB.
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en profielkosten worden zowel in de basisenergieprijs als in het correctiebedrag opgenomen.
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

2.4 Uitgangspunten hernieuwbare energie

2.4.1 Algemene uitgangspunten hernieuwbare energie

- Onder de kostprijs van hernieuwbare energie wordt verstaan: De gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie.
- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van de categorieën zoals opgenomen in de voorjaarsronde van de SDE+ 2019 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE+ 2019 (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.
- De basisbedragen voor hernieuwbare energie worden in €/kWh uitgedrukt.

2.4.2 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+ 2019 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kosteninschatting van de referentie-installatie in de bio-energicategorieën.
- Het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren.

2.4.3 Uitgangspunten hernieuwbare warmte

- Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De kosten voor de aansluiting van een project op dit distributienet (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) worden wel meegenomen.
- Bij WKK-installaties op basis van een biogasmotor wordt in het rapport expliciet aangegeven welke warmtekrachtverhouding geldt.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019

- In aanvulling op de categorieën uit de SDE+ 2019 wordt ook advies gevraagd over de in het advies 'aanvullende berekeningen SDE+ 2019' opgenomen technieken. Te weten:
 - Ondiepe geothermie warmte; geen basislast
 - Ondiepe geothermie warmte; basislast
 - Geothermie warmte; geen basislast
 - Thermische Energie uit Oppervlaktewater
 - Composteringswarmte bij champignonkwekerijen
 - Daglichtkas
- Graag advies of het mogelijk is om tot een generieke stimulering van diverse laagwaardige warmtebronnen (bijvoorbeeld aquathermie, ondiepe geothermie, restwarmte) te komen, bijvoorbeeld door een generieke categorie te maken voor een warmtepomp op basis van deze bronnen.
- De minimale grootte voor een warmtepomp binnen de regeling is 500 kWth (in lijn met de ondergrens bij de biomassaketels).
- Gevraagd wordt naar de gevolgen van het opnemen binnen de basisbedragen van WKO (inclusief opbrengsten) – waar deze een integraal onderdeel vormt van een systeem. Daarnaast kunnen overwegingen of oplossingen worden voorgesteld om eventuele negatieve gevolgen te beperken.

2.5 Categorie-specifieke uitgangspunten voor hernieuwbare-energie-opties

2.5.1 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.

2.5.2 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 en 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.

- Vanwege de snelle ontwikkelingen op het gebied van zon-PV kan het basisbedrag voor het voorjaar van 2020 afwijken van het najaar van 2020.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Vraag: graag overwegingen en berekeningen voor het adequaat faciliteren van tweezijdige zonnepanelen indien deze voldoende marktrijp zijn.
- Graag een categorie daglichtkas doorrekenen voor de toepassing van zonthermie integraal in een kas. Hierbij worden alleen de meerkosten voor energieproductie ten opzichte van een traditionele kas opgenomen.

2.5.3 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+ 2019 (0,0029 €/kWh).

Aanvullend advies voor najaarsronde SDE+ 2019:

- Onderzoek of en zo ja voor welke delen van Nederland vanuit vastgesteld landelijk beleid en regelgeving hoogtebeperkingen of andersoortige beperkingen gelden die er voor zorgen dat initiatiefnemers beperkt zijn in hun keuze ten aanzien van de in die gebieden toe te passen windturbines.
- Onderzoek of die beperkingen aanleiding geven tot een ander basisbedrag vergeleken met het reguliere te adviseren basisbedrag voor gebieden waarvoor geen beperkingen gelden.
- Als dit het geval is wordt advies gegeven over de hoogte van deze basisbedragen. Hierbij worden tevens in overleg met RVO.nl en andere relevante partijen overwegingen gegeven hoe deze locaties met hoogtebeperkingen goed en eenduidig zijn af te bakenen en te definiëren.

Aandachtspunten 2020 t.o.v. 2019:

- Ga uit van de introductie van het gebruik van de windviewer bij het bepalen van de gemiddelde windsnelheid voor een project.
- Onderzoek of het gezien de toename van de grootte van turbines opportuun is om voor het referentieproject uit te gaan van as-hoogtes van ten minste 100 meter.
- Onderzoek of de beperkingen genoemd bij 'aanvullend advies voor najaarsronde SDE+ 2019' aanleiding geven tot een hoger basisbedrag vergeleken met geadviseerde basisbedrag voor turbines die niet worden geconfronteerd met beperkingen.
- Hierbij worden tevens in overleg met RVO en andere relevante partijen overwegingen gegeven hoe deze locaties met hoogtebeperkingen goed en eenduidig zijn af te bakenen en te definiëren.

2.5.4 Geothermie

- Alleen projecten met een boordiepte van ten minste 500 meter komen in aanmerking voor SDE++, dit geldt ook voor ondiepe geothermie.
- Bij het bepalen van de maximale diepte van de categorie ondiepe geothermie kan worden uitgegaan van de Noordzee groep. Mogelijk is het in de regeling wenselijk om gebruik te maken van een absolute waarde (in meters) voor de overgang van de categorie ondiepe geothermie naar diepe geothermie. Graag ontvangen we advies en overwegingen voor het vaststellen van deze grens.
- Bij het bepalen van een referentie-installatie voor geothermie basislast en ondiepe geothermie basislast uitgaan van de toepassing tuinbouw.
- Houd rekening met de garantieregeling geothermie.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Bij het bepalen van het basisbedrag voor de categorie *geothermie, geen basislast* twee verschillende basisbedragen bepalen:

- Gebaseerd op afname door een bestaand stadsverwarmingsnet met hogetemperatuurwarmte
- Gebaseerd op afname door een nieuw stadsverwarmingsnet met laagtemperatuurwarmte
- Bij het bepalen van het basisbedrag voor de categorie *ondiepe geothermie*, *geen basislast* uitgaan van de toepassing voor een typisch laagtemperatuurwarmte-stadsverwarmingsproject.

2.5.5 WKO in de glastuinbouw

- WKO in de glastuinbouw betreft glastuinbouwconcepten met warmte-koudeopslag (WKO) en warmtepomp en eventueel latente warmteterugwinning uit kaslucht.
- Het is wenselijk dat ook totaalconcepten, zoals *Kas als energiebron*, gebruik kunnen maken van deze categorie; van deze systemen worden alleen de elementen opgenomen die betrekking hebben op de productie van energie.
- WKO in de glastuinbouw is in 2012 doorgerekend. Van deze berekeningen en overwegingen kan gebruikgemaakt worden indien deze nog steeds actueel zijn.
- Aandachtspunt is goede samenhang en afbakening met categorie in relatie tot een categorie warmtepompen.

2.5.6 Thermische Energie uit Oppervlaktewater (Aquathermie)

- Maak waar nodig en relevant onderscheid in de toepassing van aquathermie.
- Onderzoek of thermische energie uit afvalwater ook voldoende ontwikkeld is voor doorrekening; bij voldoende ontwikkeling graag advies over stimulering.
- Overwegingen meegeven over de interactie met normering.

2.5.7 Waterzuivering

- Ga bij de bepaling van de referentie-installatie van de categorie verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringen uit 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.

2.5.8 Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opnemen binnen één categorie.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Graag advies over een categorie verlengde levensduur van SDE-installaties. Baseer de kenmerken op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2020 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE-beschikking. Ga hierbij uit van de goedkoopste manier om deze reeds afgeschreven installaties te kunnen opereren.
- Vanwege de hogere kostprijs, breng geen advies uit voor een aparte categorie voor pyrolyseolie.
- Breng geen advies uit voor WKK-installaties op basis van thermische conversie.

2.5.9 Vergisting

- Hernieuwbaar gas-, WKK- of warmtehubbs worden niet apart doorgerekend.
- Ga bij de categorie monomestvergisting uit van 100% dierlijke mest zonder coproducten.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Graag advies over de categorie verlengde levensduur van SDE-installaties. Baseer de kenmerken op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2020 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE-beschikking. Ga hierbij uit van de goedkoopste manier om deze reeds afgeschreven installaties te kunnen opereren en ga hierbij uit van de categorie-indeling voor nieuwe vergistingsinstallaties.

2.5.10 Composteringswarmte bij champignonkwekerijen

- Houd rekening met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa.
- Graag advies over het toepassingsgebied van biomassa (alleen champost of ook andere stromen) waarop het advies betrekking heeft.

2.5.11 Aanvullende kaders hernieuwbare-energieopties

- Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen en om de meerkosten van elektriciteitsopwekking te beperken wordt voor biomassa algemeen ook een basisbedrag bepaald uitgaande van dezelfde referentie-installaties, maar met biomassaprijzen uit 2014 die voor de inflatie (CPI) worden gecorrigeerd.

2.6 Uitgangspunten basisenergieprijs en correctiebedrag (hernieuwbare opties)

2.6.1 Hernieuwbare energie (basisenergieprijs)

- De hoogte van de basisenergieprijs bedraagt tweederde van de langetermijnenergieprijs.
- De langetermijnenergieprijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijnenergieprijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële energieprijzen in de komende 15 jaar.
- De berekeningswijze van de basisenergieprijs volgt de berekeningswijze van het correctiebedrag voor de categorie, zij het dat de marktindex vervangen wordt door de langetermijnenergieprijs.
- Voor de profiel- en onbalanskosten van 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.

2.6.2 Uitgangspunten correctiebedrag

- Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie in het productiejaar.
- De marktindex voor elektriciteit is de uurgemiddelde prijs van de EPEX *day ahead*.
- De marktindex voor gas is de TTF *year ahead*-notering op de ICE-Endex.
- Bij nieuwe categorieën geeft het PBL advies over de berekeningswijze van het correctiebedrag in het kalenderjaar voorafgaand aan het productiejaar.
- De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-PV worden apart bepaald.
- Hanteer een apart correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik bij zon-PV.
- In de SDE++ vallen zowel ETS- als niet-ETS-bedrijven. Bij de berekening van de correctiebedragen voor warmte wordt er wel gecorrigeerd voor de CO₂-prijs bij ETS-bedrijven en niet bij niet-ETS bedrijven.

Aandachtspunten 2020 ten opzichte van 2019:

- Graag uitgebreid advies voor het correctiebedrag van grootschalige warmteprojecten,

- waarbij recht wordt gedaan aan verschillende situaties (bijvoorbeeld bestaande stadsverwarming, nieuwe stadsverwarming, industrie, glastuinbouw);
- waarin advies gegeven wordt over mogelijkheden om dit in de regeling te verwerken, daarbij rekening houdend met de uitvoerbaarheid en duidelijkheid van de regeling;
- waarin speciale aandacht is voor helder onderscheid tussen correctiebedrag (marktprijs warmte) en basisbedrag (kostprijs hernieuwbare energie).
- Hanteer vanwege de beperking van complexiteit in de regeling geen apart correctiebedrag voor warmte en stoom.
- Onderzoek of het ook voor andere categorieën nodig en mogelijk is om een verschillend correctiebedrag voor netlevering en eigen verbruik te hanteren.
- Onderzoek mogelijkheden om de waarde van een Garantie van Oorsprong te bepalen om dit eventueel op te nemen in de berekeningsmethodiek van het correctiebedrag voor nieuwe beschikkingen. Het is hierbij wenselijk om onderscheid te maken tussen elektriciteit, hernieuwbaar gas en warmte en de diverse categorieën daarbinnen (bijvoorbeeld Nederlandse zon, Nederlandse wind).
- Ga bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting uit van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).
- Onderzoek of het wenselijk is om in het correctiebedrag voor warmte rekening te houden met seizoenseffecten (productie voornamelijk 's winters of gebruik van seizoensopslag).

2.7 Uitgangspunten CO₂-reducerende opties (niet hernieuwbare-energieopties)

2.7.1 Algemene uitgangspunten voor CO₂-reducerende opties

- Werk een CO₂-prijsindex uit. Volg hierbij zoveel mogelijk de methodiek van de langetermijnenergieprijs (in lijn met EU ETS).
- Ga uit van nieuw te bouwen installaties.
- Graag advies over de subsidietermijn, er moeten zwaarwegende redenen zijn om af te wijken van de huidige 12 of 15 jaar looptijd, maar kan rekening gehouden worden met gangbare investeringstermijnen voor de industrie.

2.7.2 Uitgangspunten basisbedrag CO₂-reducerende opties

- De hoogte van de basisprijs CO₂ bedraagt twee derde van de langetermijn-CO₂-prijs.
- De langetermijn-CO₂-prijs wordt afgeleid uit een nader te ontwikkelen CO₂-prijsindex. Deze volgt zoveel mogelijk de systematiek van de langetermijnenergieprijs.

2.7.3 Uitgangspunten correctiebedrag voor CO₂-reducerende opties

- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als product in een productieproces is niet de CO₂-prijs de referentie voor het correctiebedrag, maar de marktprijs van het product dat het vervangt.
- In de SDE++ vallen zowel ETS- als niet-ETS-bedrijven. Bij de berekening van de correctiebedragen wordt er wel gecorrigeerd voor de CO₂-prijs bij ETS-bedrijven en niet bij niet-ETS bedrijven.

2.8 Techniek-specifieke uitgangspunten voor overige CO₂-reducerende opties

2.8.1 CCS

- Naar verwachting kan de afvang plaatsvinden bij verschillende industriële processen zoals raffinage, waterstofproductie en ammoniakproductie.
- Kolen- en gascentrales komen niet in aanmerking, overige energieproductie mogelijk wel.
- Wanneer er indicatie is dat de basisbedragen voor CCS bij verschillende industriële processen niet veel zullen verschillen is het mogelijk om toe te werken naar een enkel basisbedrag voor CCS. Als dat niet het geval is kan met specifieke basisbedragen per proces worden gewerkt.
- In het basisbedrag is de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) worden wel meegenomen.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport en opslag van CO₂ in het basisbedrag worden opgenomen.
- Voor druk van de CO₂ bij transport en opslag kan het volgende worden aangenomen:
 - o 20 bar (EBN/Gasunie studie) - 40 bar (Porthos NRD) voor transport op land,
 - o 100-120 bar (EBN/Gasunie studie, Porthos NRD) voor transport op zee.

2.8.2 Elektrische boiler

- Houdt rekening met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler.
- Corrigeer wanneer relevant voor vermeden kosten van CO₂.
- Hierbij uitgaan van een flexibel inzetbare productie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
- Graag advies of het beter is subsidie uit te keren op basis van elektriciteitsgebruik of warmte productie.
- Graag advies of het wenselijk is om met verschillende vermogensklassen te werken.

2.8.3 Warmtepomp op basis van restwarmte

- Sluit zoveel mogelijk aan bij de systeemafbakening in de Navigant studie.
- De toepassing kan breder bekeken worden dan in de industrie.
- Aandachtspunt: inpassingskosten van een warmtepomp kunnen sterk verschillen.
- De minimale grootte voor een warmtepomp binnen de regeling is 500 kWth.

2.8.4 Benutting van restwarmte uit industrie of datacenters

- Kijk naar zowel industriële toepassing als datacentra.
- Sluit zoveel mogelijk aan bij de systematiek en scope van de Navigant-studie.
- Neem indien mogelijk ook stoomrecompressie mee in deze categorie.

2.8.5 Waterstof productie door electrolyse

- Sluit zo veel mogelijk aan bij de scope en uitgangspunten van de Navigant studie. Aandachtspunt hierbij zijn de aannames over opbrengst en kosten uit de nevenverkoop van zuurstof voor het referentieproject.
- Uitgangspunt is grootschalige productie van industriële waterstof waarbij de groene waterstofproductie de huidige waterstofproductie vervangt of uitbreiding van productie met de huidige standaardmethode voorkomt (installaties van typisch 20 MW elektrische input en groter).
- Hierbij uitgaan van een flexibel inzetbare productie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.

3 Financiering

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de technieken door innovatie, maar ook kan door praktijkervaringen de risico-inschatting van projecten veranderen. Meer risico betekent in beginsel dat kapitaalverstrekkers een hoger rendement zullen eisen en daarmee hogere kapitaalslasten. Bovendien zijn de kosten van het aantrekken van vreemd vermogen afhankelijk van de algemene economische ontwikkelingen die het energiedomein overstijgen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 3-1 en worden in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toegelicht. Ook andere relevante financieringsparameters zoals afschrijvingstermijnen en economische restwaarde worden besproken. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor diverse technologieën of groepen van categorieën. Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van SDE++-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE++-projecten anders gefinancierd kunnen worden. Dit hoofdstuk richt zich daarom verder specifiek op hernieuwbare-energieprojecten.

Voor de overige CO₂-reducerende technieken is in de marktconsultatie aangegeven dat projectfinanciering vaak niet aannemelijk is. Qua financiële typering hebben we deze categorieën gelijkgesteld aan een hernieuwbare-energietechniek die grootschalig binnen de industrie toegepast kan worden, te weten grootschalige biomassa-installaties.

Tabel 3-1. Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SDE++ 2020

Financiële parameter	Gehanteerde waarde	Toelichting
Rendement vreemd vermogen		
Rente met groenfinanciering	1,5 %	Zonne-energie, windenergie, geothermie, vergassing, waterkracht
Rente zonder groenfinanciering	2,0 %	Overige categorieën
Rendement op eigen vermogen		
Rendement op eigen vermogen	15,0 %	Categorieën met hoog risicoprofiel Overige CO ₂ -reducerende opties
	12,0 %	Windenergie
	11,0%	Overige categorieën
	9,0 %	Zon-PV
Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen		
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV)	80% VV / 20% EV	Zon-PV, windenergie
	70% VV / 30% EV	Overige categorieën
Vennootschapsbelasting		
Verondersteld percentage voor economische levensduur van het project	21,7 %	
Inflatie		
Inflatie van alle kostenposten	1,5% / jaar	

3.1 Rendement op vreemd vermogen

Het rendement op vreemd vermogen voor hernieuwbare-energieprojecten is doorgaans opgebouwd uit de risicovrije rente, benaderd door de rente op 10-jarige Nederlandse staatsobligaties, plus een commerciële rentemarge als vergoeding voor het projectrisico aan de vermogensverstrekker. 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 rente op Nederlandse staatsobligaties is negatief en verdere monetaire verruiming is aangekondigd door de ECB. Daarnaast is de verwachte inflatie gedaald van 2% naar 1,5%, zie paragraaf 2.5.4. Een nominale rente op de lening van circa 2,0% is momenteel voor veel projecten zonder groenfinanciering haalbaar. Dat blijkt uit de marktconsultatie en ook uit DNB-rentestatistieken voor deposito's en leningen van monetaire financiële instellingen (MFI's) aan niet-financiële bedrijven,⁴ waarvoor in het meest recente beschikbare kwartaal (Q2) een rentepercentage van 1,6% is gerapporteerd voor nieuw verstrekte leningen voor een bedrag van meer dan 1 miljoen euro en met een vaste contractduur van meer dan 10 jaar.

Voor projecten met groenfinanciering wordt een 0,5 procentpunt afslag gerekend wat per saldo leidt tot een nominale rente van 1,5%. Uit de marktconsultatie voor de SDE++ 2020 is gebleken dat er voor nieuwe projecten inderdaad mogelijkheden zijn om de voordelen van groenfinanciering te benutten. Het voordeel is niet van toepassing als een project duidelijk hogere rendementen behaalt dan waar in de adviezen mee wordt gerekend.

3.2 Rendement op eigen vermogen

Het benodigde rendement op eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten. Ook de inflatie heeft invloed op het benodigde nominale rendement. Gegeven de daling van de risicovrije rente en de afname van de verwachte inflatie is het benodigde nominale rendement op eigen vermogen voor alle categorieën met 1% gedaald. Het gehanteerde rendement op eigen vermogen bedraagt daarmee voor de meeste categorieën 11,0% 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 en innovatieve categorieën. Weliswaar zal gezien de rente- en inflatieontwikkelingen ook voor deze projecten het benodigde rendement op eigen vermogen dalen. Tegelijkertijd geldt echter dat categorieën als geothermie en biomassavergisting hogere risico's lopen dan eerder is aangenomen. Deze hogere risico's rechtvaardigen een ongewijzigd rendement op eigen vermogen van 15,0%. Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten gedekt te worden. Deze kostenposten zijn niet meegenomen in het totale investeringsbedrag. De getoonde rendementen op eigen vermogen zijn in dit rapport dan ook wat hoger dan de netto rendementen op gesubsidieerde hernieuwbare energie projecten na aftrek van bovengenoemde kostenposten.

Anderzijds zijn er categorieën die verder zijn ontwikkeld dan andere technologieën en op grotere schaal worden uitgerold. Hiermee zijn de operationele en regelgevingstechnische ri-

⁴ Zie: <https://statistiek.dnb.nl/downloads/index.aspx#/details/deposito-s-en-leningen-van-mfi-s-aan-niet-financiële-bedrijven-rentepercentages-maand/dataset/a93f363a-ad2b-4a43-b2fd-5f0c96fe5533/re-source/8087cff7-925b-4320-988a-752729bdc972>.

sico's aanzienlijk lager, dit blijkt onder andere uit beschikbaarheidsgaranties die technologieleveranciers standaard afgeven. Deze categorieën worden ook gekenmerkt door lage aandelen eigen vermogen die projectontwikkelaars moeten inbrengen; dit is een signaal van overstimulering.

Het rendement op eigen vermogen voor zonne-energie wordt verlaagd van het standaardpercentage van 11% naar 9%. Uit de marktconsultatie is namelijk gebleken dat het aandeel eigen vermogen dat projectontwikkelaars moeten inbrengen bij zon-PV ruim onder de aangenomen 20% ligt; 10% is gemakkelijk haalbaar en voor sommige (grotere) projecten ligt het aandeel eigen vermogen zelfs ruim onder de 5%. Zoals aangegeven in paragraaf 3.3 blijft een aandeel eigen vermogen van 20% gewenst. Bij een aandeel eigen vermogen/vreemd vermogen (EV/VV) van 10/90 en het rendement op eigen vermogen van 11% is de onrendabele top vergelijkbaar met een rendement op eigen vermogen van 7% bij een aandeel EV/VV van 20/80. Voor deze vergelijking maken we hier de conservatieve aanname van een aandeel eigen EV/VV van 10/90, en niet van 5/95, om er rekening mee te houden dat kleinere projecten meer eigen vermogen nodig hebben dan grotere projecten. Verder wordt er rekening mee gehouden dat de correctie voor de waarde van GvO's ook een opwaartse druk zal hebben op het benodigde aandeel eigen vermogen; voorzichtigheidshalve wordt het rendement op eigen vermogen voor zonne-energie vastgesteld op 9%.

Het rendement op eigen vermogen voor windenergie wordt verlaagd van 15% naar 12%. Net als projectontwikkelaars van andere technologieën profiteren windpark ontwikkelaars van de lagere rente en inflatie. Verder blijft er een risico-opslag op het rendement op eigen vermogen bestaan voor windenergie, tegelijkertijd is er mede gezien het lage aandeel eigen vermogen voldoende ruimte om het rendement op eigen vermogen naar 12% te verlagen. Hierbij is ook rekening gehouden met de impact van de het meenemen van de waarde van GvO's in de correctiebedragen op het benodigde rendement op eigen vermogen.

Eenzijds is een risico-opslag op het rendement op eigen vermogen voor windenergie nog steeds adequaat vanwege de langere ontwikkelingstijd en bijbehorende risico's vergeleken met andere technologieën. Anderzijds is de opwekking van windenergie met windturbines inmiddels een volwassen, gangbare technologie.

Bovendien kunnen investeerders in windenergie al geruime tijd de niet volledig gebruikte subsidie in een ongunstig windjaar verrekenen met een gunstig windjaar ('banking'). Daarnaast kan gemiste windproductie in een extra subsidiejaar worden ingehaald (het '16^e subsidiejaar'). Ook kennen windprojecten weliswaar een langere ontwikkeltijd dan diverse andere technologieën, daartegenover staat echter dat windenergieprojecten gemiddeld later in gebruik worden genomen en de subsidie daarmee gebaseerd is op een beschikking die is afgegeven in een eerder jaar met een hoger basisbedrag. Vanwege al deze redenen lijkt het volumerisico aanzienlijk beperkt. Risico's zijn daarmee lager dan voor minder ontwikkelde technologieën, zoals biomassavergisting en geothermie, en daarmee ook het benodigde rendement. Dit blijkt ook uit het lage aandeel eigen vermogen dat projectontwikkelaars inbrengen in windenergieprojecten. Bij een aandeel EV/VV van 10/90 en rendement op eigen vermogen van 15% is de onrendabele top vergelijkbaar met een rendement op eigen vermogen van 10,5% bij een aandeel EV/VV van 20/80. Voorzichtigheidshalve wordt het rendement op eigen vermogen voor windenergie vastgesteld op 12%.

3.3 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Financiële instellingen vragen projectontwikkelaars om inbreng van eigen vermogen. Vermogensverstrekkers lenen kapitaal uit afhankelijk van de leencapaciteit van het project (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing) en minimale eisen aan het aandeel eigen vermogen zodat het project ook deelt in het verlies als het tegenzit. De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren duurzame-energieprojecten in Nederland variëren van onder de 5% tot even boven de 40%. Als richtwaarde is met 30% eigen vermogen gerekend. Uitzondering hierop zijn de categorieën windenergie en zon-PV. De inbreng van eigen vermogen ligt voor zon-PV in veel gevallen zelfs rond de 5% en voor windenergie rond de 10%, terwijl marktpartijen nog altijd 20% passend achten om in het merendeel van de projecten te voorzien. Hierbij merken we op dat een lage inbreng van eigen vermogen typerend is voor projecten met een ruime cashflow. In het verleden kan deze ruimte deels ontstaan zijn door extra inkomsten uit verkoop van GvO's. In het voorliggende advies stellen we voor deze GvO-inkomsten mee te nemen in de berekening van de correctiebedragen zodat er naar verwachting minder projecten met een ruime cashflow zullen zijn. Daarom zijn de rendementen op eigen vermogen voorzichtigheidshalve maar beperkt gecorrigeerd voor de lagere aandelen eigen vermogen.

3.4 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 2021-2036. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close* van projecten. De marktrente is bijvoorbeeld ook een nominale waarde, waarin een inflatieverwachting verwerkt zit. De recentste inflatieprognose van het CPB (kernegegevenstabel bij het Centraal Economisch Plan 2019)⁵ laat een daling van de consumentenprijsindex (cpi) zien van 2,3% in 2019 naar 1,5% in 2020. In dit advies wordt daarom gerekend met een inflatie van 1,5%.

3.5 Afschrijvingstermijn

Voor biomassacategorieën wordt uitgegaan van een subsidieduur van 12 jaar, voor de overige categorieën van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de SDE++-vergoeding na 12 respectievelijk 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking*⁶ in de SDE++, zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 11 resp. 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

3.6 Economische restwaarde

Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de duur van de SDE++-subsidie. Voor de levensduur is het belangrijk om onderscheid te maken tussen technische levensduur en economische levensduur.

⁵ CPB, Kernegegevens voor Nederland, 2017-2020, 21 maart 2019.

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

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 waterkracht- en geothermietechnologieën 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 bijvoorbeeld 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 (en opbrengsten) ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten (en baten). Voor geothermie en waterkracht zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economische restwaarde, om de basisbedragen hiervoor te corrigeren.

3.7 Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen worden verdeeld tussen geldverstrekker en projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde basisbedragen. Tabel 3-2 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3-2. Vermogenskostenvergoeding (WACC⁷) per thema voor de SDE+ 2020

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	2,7% / 1,2%
Windenergie	3,3% / 1,8%
Waterkracht	4,1% / 2,6%
Zonthermie en daglichtkas	4,4% / 2,9%
Vergisting en slibgisting	4,4% / 2,9%
Vergassing van biomassa	5,3% / 3,8%
Geothermie	5,3% / 3,8%
Verbranding van biomassa	5,6% / 4,0%
Overige CO ₂ -reducerende opties	5,6% / 4,0%
Osrose	5,6% / 4,0%
Aquathermie	5,6% / 4,0%

⁷ Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \times [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$. Voor de vennootschapsbelasting is 21,7% aangehouden.

4 Bevindingen energie uit water

4.1 Algemene introductie

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) adviseert, met ondersteuning van ECN *part of* TNO en DNV GL, het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) over verschillende onderdelen van de Subsidieregeling voor Duurzame Energie (SDE++). Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het PBL gevraagd om advies uit te brengen over de subsidiehoogtes voor elektriciteit uit waterkracht en aquathermie in 2020; dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor energie uit water. Achtereenvolgens worden in de volgende hoofdstukken de bevindingen van het kostenonderzoek, de beschrijvingen van de referentie-installaties en de adviezen van de basisbedragen gegeven. Hierbij wordt onderscheidt gemaakt tussen de volgende categorieën:

- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie
- Waterkracht, valhoogte < 50 cm
- Osmose
- Aquathermie – Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO)
- Aquathermie – Thermische Energie uit Afvalwater (TEA)

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. Achtereenvolgens komen de toegepaste werkwijze, de kostenbevindingen en de referentie-systemen aan de orde, gevolgd door de voorgestelde basisbedragen en ten slotte nog een korte opsomming van vragen aan de markt.

4.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

4.2.1 Beschrijving referentie-installatie

Nederland is een relatief vlak land en daardoor is het verval van rivieren in de Nederlandse delta gering. Toch zijn bestaande civiele werken (kunstwerken) in rivieren geschikt om voldoende valhoogte te creëren om te gebruiken voor elektriciteitsopwekking in waterkrachtcentrales. In de praktijk varieert deze doorgaans van drie tot zes meter, maar hij kan oplopen tot elf meter in uitzonderlijke situaties, zoals bij enkele sluizen. De mogelijke projecten binnen de categorie waterkracht kennen een grote spreiding in investeringskosten en bijhorende basisbedragen. Daarom zijn de basisbedragen in dit advies gebaseerd op specifieke projecten waarbij het realisatiepotentieel en de kosten bepalend zijn geweest voor de selectie van een referentieproject. Voor de categorie Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm is de referentie-installatie onveranderd gebaseerd op een voor Nederland gemiddelde valhoogte (minder dan vijf meter).

4.2.2 Kostenbevindingen

De technisch-economische parameters waar het basisbedrag op is gebaseerd zijn te vinden in tabel 4-1. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het advies van vorig jaar, daar de technische en economische parameters uit de in 2018 ingediende projectaanvragen hier geen aanleiding toe geven.

Tabel 4-1. Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	5700	5700
Investeringskosten	[€/kW]	8000	8000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	100

In tabel 4-2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-2. Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,173	0,161
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.3 Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

4.3.1 Beschrijving referentie-installatie

De kosten voor elektriciteitswinning uit waterkracht omvatten niet alleen de kosten voor de energie-installatie, maar ook additionele voorzieningen (en hiermee gepaard gaande kosten) 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, om aan te sluiten bij 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 voor visvriendelijke(re) varianten. Een dergelijke innovatieve 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 de vollasturen van bestaande installaties geschikt voor renovatie.

4.3.2 Kostenbevindingen

De parameters voor deze categorie zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies SDE+ 2019. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor de referentie-installatie staat in tabel 4-3. In tabel 4-4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-3. Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	2600	2600
Investeringskosten	[€/kW]	1600	1600
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	80	80

Tabel 4-4. Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte \geq 50 cm, renovatie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,103	0,097
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.4 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

4.4.1 Beschrijving referentie-installatie

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

4.4.2 Kostenbevindingen

Tabel 4-5 staan de gebruikte technisch-economische parameters voor energie uit waterkracht, valhoogte < 50 cm waaronder vrije stroming en golfenergie. Deze zijn niet veranderd ten opzichte van het eindadvies van vorig jaar. In tabel 4-6 zijn het basisbedrag en de looptijd van de subsidie weergegeven.

Tabel 4-5. Technisch-economische parameters Waterkracht, valhoogte < 50 cm

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,5	1,5
Vollasturen	[uur/jaar]	3700	3700
Investeringskosten	[€/kW]	5100	5100
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	155	155

Tabel 4-6. Overzicht van subsidieparameters Waterkracht, valhoogte < 50 cm.

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,197	0,185
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.5 Osmose

4.5.1 Beschrijving referentie-installatie

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.

4.5.2 Kostenbevindingen

Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 €/kWh. In tabel 4-7 zijn de technisch-economische parameters voor osmose weergegeven.

Tabel 4-7. Technisch-economische parameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	1,0	1,0
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW]	37000	37000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	213	213

Het basisbedrag voor deze categorie is ruim boven 0,20 €/kWh. In tabel 4-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters voor weergegeven.

Tabel 4-8. Overzicht van subsidieparameters Osmose

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	> 0,200	> 0,200
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

4.6 Aquathermie – Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO)

4.6.1 Beschrijving referentie-installatie

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over thermische energie uit oppervlaktewater (TEO). Dit is een mogelijke nieuwe categorie voor de SDE++-regeling 2020. Deze categorie was ook al opgenomen in de adviezen voor de SDE+ 2019, maar kende nog enkele nader te onderzoeken vragen. De beschrijving van de categorie was wel opgenomen in het rapport met Aanvullende berekeningen SDE+ 2019 (Lensink, 2018). De nader te onderzoeken vragen worden behandeld in het rapport Warmte in de SDE++ 2020 (Pisca en Lensink, 2019). Om het thermisch potentieel van oppervlaktewater te kunnen benutten wordt EZK ter overweging gegeven deze nieuwe categorie toe te voegen aan de SDE++-regeling.

Bij thermische energie uit oppervlaktewater wordt warmte, middels een warmtewisselaar onttrokken uit het oppervlaktewater. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn. De temperatuur van het oppervlaktewater is afhankelijk het seizoen (in de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter) en varieert hiermee typisch tussen de 5 en 20 °C. Gebruikelijk is om de thermische energie uit het oppervlaktewater op te slaan in een warmte-koudeopslagsysteem (WKO-systeem) tijdens de zomer, om zodoende in de winterperiode de opgeslagen warmte door middel van een warmtepomp aan de eindverbruikers te leveren. Door de kleinere temperatuurlift (het verschil tussen de ingaande en uitgaande temperatuur van een warmtepomp) kan deze efficiënter werken. Een WKO-systeem is nodig bij deze categorie omdat er anders een warmtepomp ingezet moet worden die een grotere temperatuurlift moet leveren, voornamelijk in de winterperiode, wanneer de temperatuur van het oppervlaktewater laag is en de warmtevraag van de gebouwen het grootst is. Een warmtepomp met een grote temperatuurlift is per definitie minder efficiënt. Het gebruik van een warmtepomp bij een TEO-installatie maakt dat voor deze categorie de warmteafgifte na de warmtepomp leidend is en niet de warmteonttrekking uit het oppervlaktewater of uit de WKO.

TEO kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving: directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die elk over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor lage-temperatuurverwarming (bijvoorbeeld goed geïsoleerde woningen voorzien van vloerverwarming). Voor tapwater moet in huidige regelgeving de temperatuur 60 °C zijn. Hiervoor moet het water op een andere manier extra worden opgewarmd.

In het tweede geval, als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan een collectieve warmtepomp worden toegepast. Hier wordt de opgeslagen warmte uit de ondergrond opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 50-75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is een matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst en is geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 4-1 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Dit referentiesysteem voor thermische energie uit oppervlaktewater bestaat uit een onttrekkingseenheid die gecombineerd wordt met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. Voor de berekeningen is een COP-waarde⁸ van 3,1 aangenomen voor de warmtepomp, op basis van beschikbare projectdata. We geven ter overweging mee om bij de uitvoering van de SDE++-regeling voor deze

⁸ COP : coefficient of performance, prestatiecoëfficiënt die dient om het rendement van een warmtepomp uit te drukken. Geeft aan hoeveel eenheden warmte geproduceerd worden per eenheid verbruikte elektriciteit.

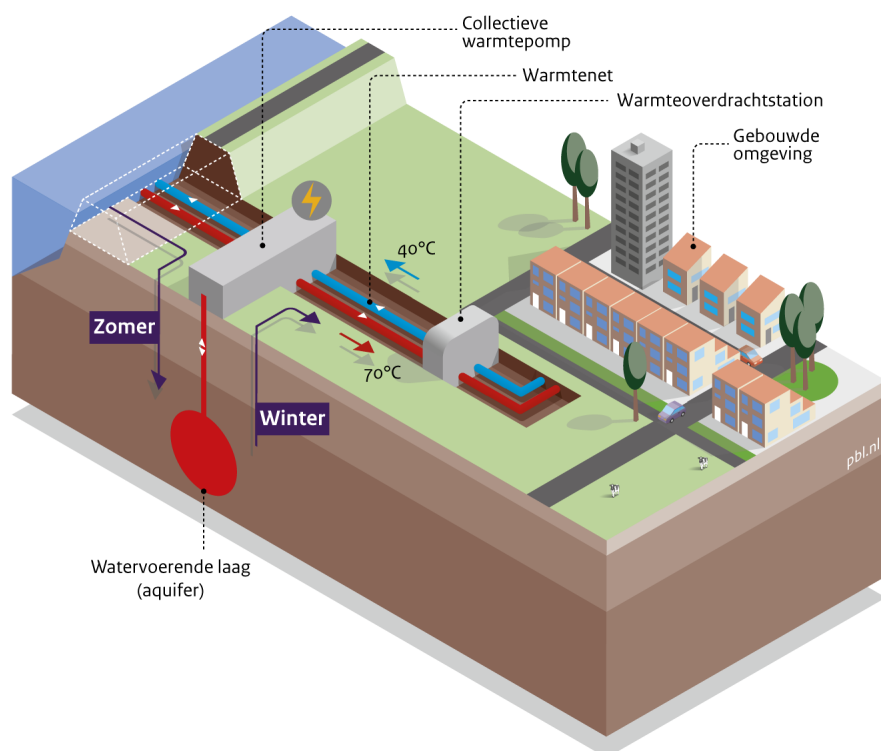
categorie extra eisen voor de werking van de warmtepomp op te nemen, zoals een minimum COP zoals ook bij de EIA (Energie Investerings Aftrek-regeling) gevraagd wordt.

Thermische energie uit oppervlaktewater levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij ervan wordt uitgegaan dat deze geen basislast zal leveren. In lijn met de andere "geen basislast"-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3500 vollasturen⁹ aangenomen.

Voor de referentie-installatie voor het eindadvies SDE++ 2020 gaan we uit van een TEO-systeem, waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. We geven ter overweging mee om bij de uitvoering van de SDE++-regeling voor deze categorie extra eisen op te nemen over het ontbreken van levering van koude. Tevens zijn kosten voor een warmtetransportleiding (700 meter) en een warmteoverdrachtstation (WOS) meegenomen. In tabel 4-9 worden de kosten weergegeven die al dan niet zijn meegenomen.

Figuur 4-1

Thermische energie uit oppervlaktewater (TEO) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, ECN part of TNO, DNV-GL

Correctiebedrag

Een TEO-installatie levert voornamelijk warmte in de winter (de warmte wordt gewonnen en opgeslagen in de zomer) en is typisch gericht op gebouwverwarming. De referentie voor gebouwverwarming is veelal een gasketel met rookgascondensatie, daarom wordt geadviseerd om het correctiebedrag daarop te bepalen op basis van warmte, middelklein.

⁹ Voor deze categorie worden 3500 vollasturen aangenomen als zijnde geen basislast. Dit wijkt af van de 3000 vollasturen die voor biomassaketels aangenomen worden. De reden en oorzaak van dit verschil ligt in het feit dat een biomassa-installatie aan één enkele afnemer levert, terwijl TEO aan een klein distributienet levert, met een iets meer gelijkmatige warmtevraag, en dus meer vollasturen.

Tabel 4-9. Wel en niet meegenomen kosten voor aquathermie – Thermische Energie uit Oppervlaktewater

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Onttrekkingsinstallatie warmte oppervlaktewater
		Warmtewisselaar oppervlaktewarmte WKO
		WKO-systeem (leidingen en pompen)
		Collectieve warmtepomp
		Transportleiding warmte
		Warmteoverdrachtstation (WOS)
	Operationele kosten	Onderhoudskosten
		Elektra voor pompen en warmtepomp
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
		Kosten voor lokale woningaansluitingen
		Abandonneringskosten WKO
		Restwaarde na SDE++ periode
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

4.6.2 Kostenbevindingen

In tabel 4-10 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie.

Tabel 4-10. Technisch-economische parameters voor TEO

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	0,88	0,88
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	1500	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	426	994
Investeringskosten	[€/kWth]	748	2401
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	71	113
Variabele O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	0,0019	0,0019

In tabel 4-11 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-11. Overzicht subsidieparameters voor TEO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,115
Looptijd subsidie	[jaar]	15

4.7 Aquathermie – Thermische energie uit afvalwater (TEA)

4.7.1 Beschrijving referentie-installatie

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over thermische energie uit afvalwater (TEA). Dit is een mogelijk nieuwe categorie voor de SDE++-regeling 2020. Om het thermisch potentieel van afvalwater te kunnen benutten wordt EZK ter overweging gegeven deze nieuwe categorie toe te voegen aan de SDE++-regeling.

Bij thermische energie uit afvalwater wordt warmte, middels een warmtewisselaar onttrokken uit het effluent van een afvalwaterzuivering. De temperatuur van het oppervlaktewater is afhankelijk het seizoen. In de zomer ligt de temperatuur beduidend hoger dan in de winter en varieert hiermee typisch tussen de 12 en 24 °C. We gaan ervanuit dat de installatie jaar-rond produceert en gekoppeld is aan een groter warmtenet, vandaar dat 6000 vollasturen worden aangenomen. Dit hoge aantal vollasturen betekent dat een WKO-systeem geen deel uitmaakt van de referentie-installatie voor een TEA.

Het gebruik van een warmtepomp bij een TEA-installatie maakt dat voor deze categorie de warmteafgifte na de warmtepomp leidend is en niet de warmteonttrekking uit het afvalwater. TEA kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving: directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de warmte direct geleverd aan de afnemers die elk over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt moeten zijn voor lage-temperatuurverwarming (bijvoorbeeld zeer goed geïsoleerde woningen voorzien van vloerverwarming). Voor tapwater moet in huidige regelgeving de temperatuur 60 °C zijn. Hiervoor moet het water op een andere manier extra worden opgewarmd.

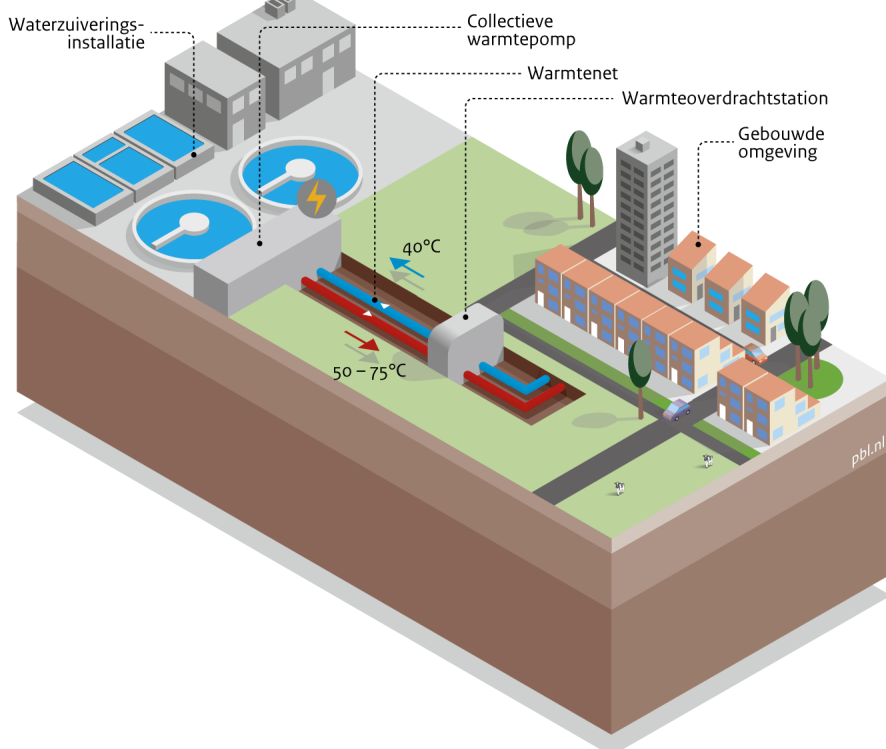
In het tweede geval, als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de onttrokken warmte uit het effluent van het afvalwater opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is een matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst en is geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 4-2 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Voor de berekeningen is een COP-waarde van 3,1 aangenomen, op basis van beschikbare projectdata. We geven ter overweging om extra eisen voor de werking van de warmtepomp op te nemen, bijvoorbeeld een minimum COP.

Voor de referentie-installatie voor het eindadvies SDE++ 2020 gaan we uit van een TEA-systeem, waarbij alleen warmte en geen koude wordt geleverd, uitgevoerd met een collectieve warmtepomp. Tevens zijn kosten voor een warmtetransportleiding (700 meter) en een warmteoverdrachtstation meegenomen. In tabel 4-12 worden de kosten weergegeven die al dan niet zijn meegenomen.

Figuur 4-2

Thermische energie uit afvalwater (TEA) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, ECN part of TNO, DNV-GL

Correctiebedrag

Een TEA-installatie kan invoeden op een stadsverwarmingsnet voor verwarming van gebouwen. Die worden momenteel veelal gevoed door een combinatie van duurzame bronnen (restwarmte, warmte uit afvalverbranding, biomassaketels), flexibele WKK's, gasketels of olieketels. Binnen dit spectrum kan een TEA-installatie de basis- en middenlast van de warmtevraag leveren. De referentie voor gebouwverwarming is veelal een gasketel met rookgascondensatie, daarom wordt geadviseerd om het correctiebedrag daarop te bepalen op basis van warmte, middelklein.

Tabel 4-12. Wel en niet meegenomen kosten voor aquathermie – Thermische energie uit Afvalwater

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Onttrekkingsinstallatie warmte effluent afvalwater
		Collectieve warmtepomp
		Transportleiding warmte
		Warmteoverdrachtstation (WOS)
	Operationele kosten	Onderhoudskosten
		Elektra voor pompen en warmtepomp
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
		Kosten voor lokale woningaansluitingen
		Restwaarde na SDE++-periode
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

4.7.2 Kostenbevindingen

In tabel 4-13 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. Thermische Energie uit Drinkwater (TED) heeft dezelfde subsidiebehoefte als TEA.

Tabel 4-13. Technisch-economische parameters voor TEA

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	1
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]	1935
Investeringskosten	[€/kWth]	2369
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	170
Variabele O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	0,0019

In tabel 4-14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 4-14. Overzicht subsidieparameters voor TEA

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,077
Looptijd subsidie	[jaar]	15

5 Bevindingen

zonne-energie

Dit hoofdstuk beschrijft de adviezen voor zonne-energie, te weten elektriciteit uit fotovoltaïsche panelen (zon-PV) en warmte uit zonnecollectoren (zonthermie). Voor zon-PV hebben de categorieën betrekking 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. In de categorie-indeling voor zonne-energie bestaan enkele aanpassingen ten opzichte van het eindadvies 2019: de naamgeving is aangepast en er zijn nieuwe categorieën toegevoegd.

De in dit advies onderzochte categorieën voor zon-PV zijn:

- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw-, grondgebonden of drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land
- Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water

Het referentiesysteem voor de categorie ≥ 15 kWp en < 1 MWp is gebouwgebonden en heeft een vermogen van 250 kWp. Het referentiesysteem voor een gebouwgebonden systeem ≥ 1 MWp is 2,5 MWp. Voor grondgebonden en drijvende systemen groter dan 1 MWp is de referentie-installatie 10 MWp. Voor zonvolgende systemen op land is de referentie-installatie een éénassig grondgebonden zonvolgend systeem met horizontale as en een piekvermogen van 2 MWp. Het zonvolgend systeem op water is even groot en draait enkelassig om een verticale as. Speciale aandacht is er voor het aandeel eigen verbruik van elektriciteit bij PV-installaties. In dit advies worden voorstellen gedaan voor typische waarden daarvoor.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn als volgt:

- Zonthermie, ≥ 140 kWth en < 1 MWth
- Zonthermie, ≥ 1 MWth

Het referentiesysteem voor de categorie 140 kWth tot 1 MWth heeft een apertuuroppervlakte¹⁰ van 200 m² of een thermisch vermogen 140 kWth. Het referentiesysteem van de categorie ≥ 1 MWth heeft een capaciteit van 5 MWth.

¹⁰ De apertuuroppervlakte van een zonthermisch systeem is de oppervlakte waarop het zonlicht wordt opvangen om omgezet te worden naar warmte.

5.1 Kosten Zon-PV

5.1.1 Algemene parameters

Het peiljaar voor het verwachte prijsniveau is afhankelijk gesteld van de categorie. Dit omdat de realisatietermijn langer is bij grotere projecten. Voor systemen onder 1 MWp wordt 2021, één jaar na subsidieverlening, als peiljaar voor de systeemkosten gebruikt. Voor gebouwgebonden systemen ≥ 1 MWp is het peiljaar 2022. Voor grondgebonden en drijvende systemen ≥ 1 MWp is het peiljaar 2023.

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 schaafeffecten blijven dalen. De in deze sectie getoonde prijzen van modules en omvormers zijn verwachte spotmarktprijzen, exclusief btw en exclusief de marge van de groothandel en installateur. De marge maakt deel uit van de investeringskosten en neemt af bij toenemende schaalgrootte.

De belangrijkste kostenreducties ten opzichte van het advies van vorig jaar zijn te vinden in:

- een sterke daling van de PV-moduleprijzen
- een herijking van de kosten van de netwerkaansluiting
- een daling van de vaste O&M-kosten

5.1.2 PV-modules

De kosten van PV-modules begin 2019 zijn geraamd op 270 €/kWp. Dit is de prijs van kristallijnen, gangbare PV-modules volgens www.pvxchange.com¹¹ in februari 2019. Trendlijnen worden ook gepubliceerd door pv-magazine.com.¹² Hierin is een sterke daling van moduleprijzen te zien tussen medio 2017 en eind 2018. De kostendaling heeft zich in de eerste helft van 2019 niet doorgezet. Het ligt wel in de lijn der verwachting dat de langjarige trend van kostendaling door zal gaan. Om de toekomstige kosten te ramen is de waarde van begin 2019 gereduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9%¹³ en marktvoorspellingen over het (mondiaal) opgestelde vermogen van Wood Mackenzie¹⁴ en Bloomberg New Energy Finance.¹⁵ De kosten voor PV-modules (exclusief inflatiecorrectie) worden voor medio 2021 geschat op 240 €/kWp, 230 €/kWp in 2022 en 220 €/kWp in 2023.

5.1.3 Omvormers

Onderzoeksgegevens over de kosten van omvormers laten lagere waarden zien dan afgelopen jaren is aangenomen in de SDE+-regeling. Wood Mackenzie (voorheen GTM Research) rapporteert kosten rond 60 USD/kWp voor Europa in 2018¹⁶. Gebruikmakend van de prognoses in het genoemde rapport zijn de kosten vanaf 2020, exclusief inflatiecorrectie vastgesteld op: 37 €/kWp in 2021, 36 €/kWp in 2022 en 36 €/kWp in 2023.

5.1.4 Installatiemateriaal en -arbeid

De prijzen van componenten als montagemateriaal en bekabeling worden verondersteld per kilowattpiek te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Door toenemende efficiëntie is er per kilowattpiek ongeveer 2% minder installatiemateriaal en -arbeid nodig.

¹¹ Zie: <https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>. Met 'gangbaar' wordt bedoeld: 'modules, typically with 60 cells, standard aluminium frame, white backsheet and 260 Wp to 285 Wp'.

¹² Zie: <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/>.

¹³ 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.

¹⁴ Zie: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/trends-shaping-the-global-solar-market-in-2019#qs.as1WPjD1>.

¹⁵ BNEF (2019).

¹⁶ GTM Research (2018). Global PV System Pricing H1 2018.

5.1.5 Netwerkaansluiting

In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw of voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig 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 MVA in het gereguleerde domein waardoor de prijzen vast staan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-0-principe wordt er slechts met één kabel aangesloten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De kosten worden dan per project vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op basis van de gereguleerde tarieven. Deze bepaling is een aanpassing ten opzichte van het advies van vorig jaar.

Voor dit advies is gebruikgemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de categorieën met een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden of drijvend op water >1 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 5-1 geeft per categorie de kosten weer die gebruikt zijn bij het bepalen van de basisbedragen. De kosten komen niet in aanmerking voor de energie-investeringsaftrekregeling (EIA), zie paragraaf 5.1.6.

Tabel 5-1. In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting

Systemgrootte	Kosten netwerkaansluiting (+transportkabel) [€/kWp]
≥15 kWp en <1 MWp	20
≥1 MWp gebouwgebonden	20
≥1 MWp grondgebonden of drijvend op water	30 (+30 voor transportkabel)

5.1.6 Energie-investeringsaftrek (EIA) netaansluiting

Enkele componenten van een niet-gebouwgebonden PV-systeem komen in aanmerking voor Energie-investeringsaftrek (EIA) 251117. Het betreft investeringskosten in de netaansluiting voor zonnepanelen met een SDE+-beschikking uit 2016 of later, waarbij de houder van de SDE+-beschikking ook eigenaar wordt van de aansluiting op het midden- of hoogspanningsnet. Onder deze aansluiting vallen onder meer de wisselspanningskabels van de omvormers naar het transformatorstation, laagspanningsrek, transformator en het transformatorgebouw. De éénmalige aansluitvergoeding die door de netbeheerder in rekening wordt gebracht komt niet voor EIA in aanmerking. Voor niet-gebouwgebonden systemen groter dan 1 MWp wordt een reductie op de investeringskosten gerekend die 11% van de kosten van de genoemde componenten representeert. De hoogte van de reductie is 5 €/kWp.

5.1.7 Vollaasturen

In dit advies wordt conform de uitgangspunten verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder significante 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 gemid-

delde 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 dat mede daarom wordt gesteld op 950 kWh/kWp.

Naast optimaal georiënteerde systemen richting het zuiden, komen er ook steeds meer oost-west georiënteerde systemen voor. Deze hebben gedurende de dag een vlakker productieprofiel, een lagere piekproductie en hogere vermogensdichtheid per oppervlak van de ondergrond. Daar tegenover staat dat dergelijke systemen minder vollasturen kennen. Vanwege de uitgangspunten in de onderzoekopdracht wordt er in dit advies niet gedifferentieerd tussen vollasturen bij verschillende systeemoriëntaties.

Er worden in Nederland PV-projecten ontwikkeld die gebruikmaken van een zonvolgsysteem. De PV-modules draaien dan met de zon mee: om een horizontale as, 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 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 wordt daarom een referentiewaarde van $950 \times 125\% = 1190$ vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen. Voor grondgebonden systemen wordt met 1045 vollasturen een kostenoptimum gebruikt wordt door te kiezen voor een systeem, draaiend om een horizontale as.

5.1.8 Tweezijdige zonnepanelen

Tweezijdige zonnepanelen zijn in de afgelopen jaren commercieel beschikbaar geworden. De opbrengst van dergelijke *bifacial* panelen ligt op jaarbasis in Nederland tot zo'n 15% hoger ten opzichte van systemen met enkelzijdige PV-modules. De kosten van de panelen zijn echter ook hoger. De specifieke kosten per kWh (basisbedrag) van een project met tweezijdige zonnepanelen liggen daarom nabij de specifieke kosten van een project met enkelzijdige zonnepanelen, mits alle geproduceerde elektriciteit subsidiabel is.

5.1.9 Zon-PV drijvend op water

De markt voor zon-PV drijvend op water heeft wereldwijd een substantiële omvang. Ook in Nederland zijn er verschillende ontwikkelingen, zowel in technologie als in projecten. Het algemene beeld qua kosten is dat zowel de investeringskosten als operationele kosten hoger zijn dan bij zon-PV op daken of op land. De extra investeringskosten liggen in de orde grootte van 20% tot 35%. Ook de operationele kosten kunnen fors hoger uitvallen dan bij conventionele dak- en veldsystemen. Het ligt daarom voor de hand om voor drijvende zon-PV een categorie te maken met een hoger maximum basisbedrag. We adviseren om alleen voor drijvende systemen ≥ 1 MWp een aparte categorie te onderscheiden; voor systemen ≥ 15 kWp en < 1 MWp geldt hetzelfde basisbedrag als voor gebouw- en grondgebonden systemen.

Betrouwbare marktinformatie over de investeringskosten en operationele kosten van drijvende PV-systemen is op dit moment beperkt beschikbaar. Het advies is om circa 25% extra investeringskosten en 33% extra vaste O&M-kosten te rekenen ten opzichte van veldsystemen ≥ 1 MWp.

5.1.10 Zon-PV op stortplaatsen

De afgelopen jaren zijn er verschillende zonneparken op voormalige stortplaatsen gebouwd. Tijdens de marktconsultatie in 2019 hebben partijen aangegeven dat volgens hen de investeringskosten voor zonneparken op voormalige stortplaatsen significant hoger zijn dan de kosten van grondgebonden parken en dat een hoger basisbedrag nodig is om de projecten rendabel te maken. De prijsgegevens die tijdens de consultatieperiode zijn aangedragen en

enkele gegevens van andere gerealiseerde parken zijn geanalyseerd. Hoewel het aantal representatieve projecten beperkt is, blijkt uit de analyse dat de (EPC-) investeringskosten dusdanig laag kunnen zijn dat er geen basis is om te differentiëren tussen zonneparken op voormalige stortplaatsen en overige grondgebonden systemen.

5.1.11 Overkappingen met PV-systemen

Tijdens de consultatieperiode in 2019 is ingebracht dat PV-systemen op overkappingen zoals carports duurder zijn dan de systemen in de huidige categorieën. Uit de analyse van enkele projectvoorbeelden uit Nederland en Frankrijk blijkt dat de totale kosten van een overkapping met een PV-systeem circa 1000 €/kWp bedragen. Deze kosten representeren echter niet de juiste kostengrondslag voor een duurzaam energiesysteem dat in aanmerking komt voor subsidie in de SDE++-regeling. Hiermee wordt bedoeld dat een SDE++-subsidie niet beoogd is voor het bouwen van overkappingen, maar alleen voor de (extra) kosten voor het realiseren van een duurzame energie-installatie. Als de totale kosten gereduceerd worden met de kosten die niet direct tot de productie-installatie gerekend kunnen worden, wijken de investeringskosten niet voldoende af van de investeringskosten van de dak- en grondgebonden categorieën groter dan 1 MWp. Het advies is daarom om geen aparte categorie te maken voor overkappingen met PV-systemen. De bandbreedte in de kostenbepaling staat toe om overkappingssystemen groter dan 1 MWp in de categorie voor gebouwgebonden systemen te plaatsen.

5.1.12 Vaste operationele kosten

Voor dit advies is uitgegaan van waarden van vaste O&M-kosten die voor omliggende landen gegeven worden in het rapport Global Solar PV O&M 2017-2022 door GTM Research¹⁷. In dat rapport worden laagst waargenomen prijzen gerapporteerd. Hierbij is het goed te onderkennen dat O&M-kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering slechts een gedeelte zijn van alle vaste operationele kosten van een PV-systeem. Deze waarden zijn, samen met informatie uit de marktconsultaties van 2018 en 2019, als uitgangspunt genomen voor de vaste O&M-kosten binnen de SDE++-regeling. Vanwege gerealiseerde en voorziene efficiency-slagen is er gekozen om de post voor vaste O&M-kosten te verlagen ten opzichte van het advies voor de SDE+-regeling van 2019. De kosten zijn vermeld in tabel 5-2 en tabel 5-3. Voor zon-PV op water ≥ 1 MWp liggen de O&M-kosten hoger dan bij veldsystemen. De markt voor O&M bij drijvende systemen is nog niet volwassen. Het plegen van onderhoud aan drijvende systemen heeft kostenverhogende elementen ten opzichte van veldsystemen, echter zullen sommige elementen zoals groenonderhoud niet van toepassing zijn. In het geval de installatie zonnolgend is worden de O&M-kosten identiek aan grote grondgebonden dan wel drijvende systemen verondersteld.

Tabel 5-2. Typische vaste O&M-kosten naar schaalgrootte (exclusief overige vaste operationele kosten)

Systeemgrootte	O&M-kosten (€/kWp/jaar)
≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw- of grondgebonden en drijvend op water	7,50
≥ 1 MWp, gebouwgebonden	7,00
≥ 1 MWp, grondgebonden	6,00
≥ 1 MWp, drijvend op water	8,00
≥ 1 MWp, zonnolgend op land	6,00
≥ 1 MWp, zonnolgend op water	8,00

¹⁷ GTM Research (2017). Global Solar PV O&M 2017-2022, Dec. 2017.

De bedragen in tabel 5-2 voor O&M-kosten worden geacht toereikend te zijn voor alle onderhoud (preventief en correctief), schoonmaak en monitoringsdiensten en gaat uit van kosten-efficiëntie 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, assetmanagement en OZB. Deze kosten tezamen worden geschat zoals weergegeven in tabel 5-3. Kosten voor het huren van daken, grond of wateroppervlak, de kosten voor sociaal draagvlak en duurzaamheidsfondsen zijn hierbij niet meegenomen, zoals gesteld in de uitgangspunten. Assetmanagement is in dit rapport voor het eerst opgenomen in de operationele kosten. Het criterium is dat de kosten die gemaakt worden aan het project ten goede moeten komen. De waarde in het overzicht representeert de helft van de typische kosten voor assetmanagement. De overige vaste operationele kosten voor systemen drijvend op water zijn per vermogenscategorie identiek gekozen aan de kosten voor grondgebonden systemen.

Tabel 5-3. Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar) zoals geldend voor de voorjaarsronde van SDE++ 2020; totalen zijn afgerond¹⁸

Kostenpost	≥15 kWp en <1 MWp	≥ 1 MWp, gebouwgebonden	≥ 1 MWp, grondgebonden	≥1 MWp, drijvend op water	≥1 MWp, zonvolgend op land	≥1 MWp, zonvolgend op water
O&M	7,5	7,0	6,0	8,0	6,0	8,0
Brutoproduktiemeter	3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
Verzekering	1	1	1	1	1	1
Beveiligingsdiensten	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5
Netwerkaansluiting	2	2	2	2	2	2
Assetmanagement	1	1	1	1	1	1
OZB (voorjaar)	2,3	2,2	2,1	2,6	2,1	2,6
Totaal SDE++ 2020 voorjaar	16,8	13,6	12,8	15,2	12,8	15,2

De OZB betreft de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Als grondslag voor de OZB zijn de investeringskosten genomen exclusief arbeidskosten en netwerkaansluiting. Hiervoor is gerekend met 65% van de totale investeringskosten. Het gekozen OZB-tarief is 0,5%. Deze waarde is bepaald aan de hand van data van COELO¹⁹ (juni 2019). OZB-tarieven variëren sterk tussen gemeentes en de afgelopen jaren is een licht stijgende trend waar te nemen. Daarom is er gekozen voor een iets hogere waarde dan het gemiddelde van alle gemeentes.

5.1.13 Eenmalige O&M-kosten

In het voorliggende advies is de analyseperiode 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 die de kosten voor omvormers van jaar 12 tot en met jaar 20 dekt. Om de prijs van omvormers in jaar 12 te berekenen wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 7%. Vanaf 2023 wordt geen prijsdaling aangenomen voor omvormers die voorzien worden in SDE++-projecten.²⁰ Dit is een conservatieve aanname: wellicht dat er vanaf dat jaar toch een verdere prijsdaling

¹⁸ Omdat de OZB-component afhankelijk van de investeringskosten gelden voor de najaarsronde SDE++ 2020 lagere totale vaste operationele kosten (circa 0,2 €/kWp/jaar lager dan in de voorjaarsronde).

¹⁹ 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> (juni 2019)

²⁰ GTM Research (2018). *Global PV System Pricing H1 2018*.

zal optreden. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 worden berekend op 32 €/kWp, waarbij alleen de lasten in het 12^e tot en met het 20^e bedrijfsjaar van het PV-systeem zijn meegewogen (dus 9/12^e ofwel driekwart van de kosten, uitgelegd op 80% van het piekvermogen).

5.1.14 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting

Door bij de netwerkbeheerders na te gaan wat de verwachte jaarlijkse kosten voor netaansluiting zijn, is geconcludeerd dat voor de meeste vermogenscategorieën deze kosten om en nabij 2 €/kWp/jaar bedragen.

5.1.15 Elektriciteitsprijzen

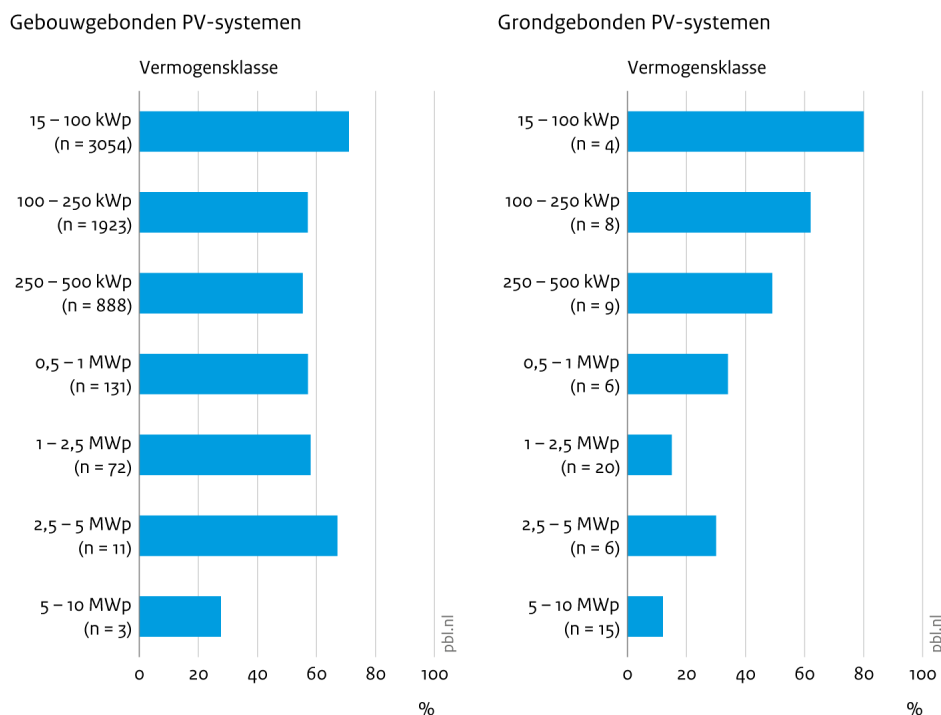
In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een PV-installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De analyseperiode voor de onrendabele top-berekening is (conform de SDE++-uitgangspunten) 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen 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 voorgenomen-beleidsscenario uit de Klimaat- en Energieverkenning 2019 (PBL, 2019), inclusief kosten voor profiel en onbalans van zonne-energie. Het aantal vollasturen is voor jaar 16 tot en met jaar 20 in het OT-model aangepast naar een gemiddelde te verwachten waarde voor die periode, te weten 890 vollasturen voor niet-zonvolgende systemen. Voor zonvolgende systemen worden ze voor deze periode bijgesteld naar 975 vollasturen voor systemen op land (draaiend om een horizontale as) en 1110 vollasturen voor installaties drijvend op water (draaiend om een verticale as).

5.1.16 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-PV

Zon-PV kent twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('eigen verbruik' of niet-netlevering). Voor de rangschikking van de technieken binnen SDE+-openstellingsfasen werd gekeken naar het basisbedrag minus langetermijnprijs. Bij zon-PV is aanvullende informatie nodig. Daarvoor moet namelijk een gemiddelde langetermijnprijs tussen netlevering en niet-netlevering als referentie genomen worden. In dit advies wordt deze analyse gepresenteerd, waarbij gebruikgemaakt is van anoniem gemaakte meetgegevens van operationele SDE+-projecten uit de periode 2009-2018 (het gaat om ruim 6000 gebouwgebonden systemen en ongeveer 70 veldsystemen). Het blijkt dat er, zoals te verwachten is, een wijde bandbreedte is voor het berekende aandeel eigen verbruik. In vrijwel alle systeemgroottes komt het hele spectrum voor, van 0% tot 100% eigen verbruik. Op basis van het berekende gemiddelde aandeel eigen verbruik en de standaarddeviatie daaromheen lijkt er geen duidelijk schaalgrootte-effect te zijn, wat geïllustreerd wordt in figuur 5-1.

Figuur 5-1

Gemiddeld aandeel eigen verbruik bij PV-systemen per vermogensklasse, 2018



Bron: RVO.nl SDE+ data 2009 – 2018

Ten behoeve van de bepaling van het gemiddelde correctiebedrag voor PV-systemen wordt voorgesteld om voor gebouwgebonden PV-systemen een gemiddeld aandeel eigen verbruik van 60% te nemen over het gehele vermogensspectrum. Voor systemen die niet gebouwgebonden zijn (maar grondgebonden of drijvend op water) wordt het eigen verbruik van systemen <1MWp ook op 60% gesteld, maar voor systemen ≥1MWp op 15%. Tabel 5-4 geeft een overzicht.

Tabel 5-4. Voorgestelde waarde van het gemiddeld eigen verbruik van elektriciteit van PV-systemen

Categoriegroep	Gebouwbonden	Grondgebonden systemen of systemen drijvend op water
Zon-PV 15 kWp – 1 MWp	60%	60%
Zon-PV ≥ 1 MWp	60%	15%

5.1.17 Restwaarde

De restwaarde na 20 jaar is meegewogen in het advies. Kostenaspecten die meespelen zijn elektriciteitsopbrengsten en -prijzen, schootwaarde en recyclingkosten. Daarnaast zal er rekening gehouden moeten worden met de verminderde capaciteit van de modules. Vanwege de onzekerheden van deze parameters wordt er geen (netto) restwaarde toegekend aan het einde van de levensduur.

5.2 Resultaten zon-PV

5.2.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw-, grondgebonden of drijvend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-5. In tabel 5-6 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 250 kWp.

Tabel 5-5. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019 najaar	Advies SDE++ 2020 voorjaar	Advies SDE++ 2020 najaar
Installatiegrootte	[MWp]	0,25	0,25	0,25
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	750	700	650
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	17,0	16,8	16,6
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-6. Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,099	0,085	0,080
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

5.2.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-7. In tabel 5-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 2,5 MWp.

Tabel 5-7. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	2,5	2,5	2,5
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	730	680	630
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8	13,6	13,4
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-8. Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,092	0,079	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

5.2.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-9. In tabel 5-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een grondgebonden systeem met een vermogen van 10 MWp.

Tabel 5-9. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	10	10
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	700	640	580
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8	12,8	12,6
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-10. Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,074	0,069
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

5.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-11. In tabel 5-12 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een systeem drijvend op water met een vermogen van 10 MWp.

Tabel 5-11. Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, drijvend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	10	10
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	700	790	730
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8	15,2	15,0
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-12. Overzicht subsidieparameters zon-PV \geq 1 MWp, drijvend op water

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,091	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

5.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, zonvolgend op land

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-13. In tabel 5-14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een éénassig zonvolgend systeem op land (horizontale as) met een vermogen van 2 MWp. Omdat het aantal vollasturen in deze categorie hoger is dan voor de vergelijkbare categorie zonder volgsysteem is ook de maximaal mogelijke subsidie over de beleidsperiode voor deze categorie hoger.

Tabel 5-13. Technisch-economische parameters zon-PV \geq 1 MWp, zonvolgend op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ na- jaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	2	2
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	1190	1045	1045
Investeringskosten	[€/kWp]	920	720	660
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8	12,8	12,6
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-14. Overzicht subsidieparameters zon-PV \geq 1 MWp, zonvolgend op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,074	0,069
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

5.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, \geq 1 MWp, zonvolgend op water

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5-13. In tabel 5-14 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een één-assig zonvolgend systeem (horizontale as), drijvend op water, met een vermogen van 2 MWp. Omdat het aantal vollasturen in deze categorie hoger is dan voor de vergelijkbare categorie zonder volgsysteem is ook de maximaal mogelijke subsidie over de beleidsperiode voor deze categorie hoger.

Tabel 5-15. Technisch-economische parameters zon-PV \geq 1 MWp, zolvolgend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	2	2
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	1190	1190	1190
Investeringskosten	[€/kWp]	920	1040	980
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	12,8	15,2	15,0
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	29	32	32

Tabel 5-16. Overzicht subsidieparameters zon-PV \geq 1 MWp, zolvolgend op water

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,091	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

5.6 Zonthermie

In het Conceptadvies SDE++ (mei 2019) werd gevraagd om suggesties voor het omgaan met zonthermische systemen die ontworpen zijn voor laagtemperatuurwarmte. De suggesties die vanuit de markt gegeven zijn, bleken waardevol en constructief. Na zorgvuldige afweging is besloten om de indeling in de twee reeds bestaande categorieën niet aan te passen of uit te breiden. Daarmee blijven er in SDE++ 2020 twee categorieën voor zonnepwarmte:

- Zonthermie van 140 kWth tot 1 MWth
- Zonthermie boven 1 MWth

In de consultatieronde zijn er reacties gekomen op de technisch-economische parameters. Dit heeft tot aanpassingen geleid in onder andere de investeringskosten en het maximaal aantal vollasturen. Dit zorgt ervoor dat de jaarlijks te ontvangen subsidie per capaciteitseenheid omlaag gaat.

Daglichtkassen (tuinbouwkassen die, via lenswerking, daglicht benutten voor laagtemperatuurverwarming) vallen niet binnen de categorieën zoals in dit hoofdstuk beschreven; deze worden apart geadresseerd binnen de verbredingsopties van de SDE++.

PVT-systemen (fotovoltaïsche modules in combinatie met thermische collectoren) konden in SDE++ 2019 tweemaal een aanvraag doen voor hun systeem: eenmaal voor het PV-systeem en eenmaal voor het thermische systeem. Een observatie daarbij is dat bij een groot deel van de aanvragen de onderdelen voor het thermische gedeelte van het systeem vaak eenvoudiger, minder efficiënt en goedkoper blijken te zijn dan het referentiesysteem, dat immers uitgaat van een systeem voor warmtapwaterbereiding met een eigen ondersteuningsconstructie en hogetemperatuurcollectoren. Voor een groot deel van de aangevraagde PVT-systemen bestaat het vermoeden van overstimulering. Een alternatief voor PV-systemen in combinatie met een warmtepomp en warmteontrekking aan de PV-panelen kan zijn om gebruik te maken van de regeling investeringssubsidie duurzame energie ISDE (voor de warmtepomp bij ruimteverwarmingstoestellen tot en met een vermogen van 70 kWth).

5.6.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

De ondergrens van zonthermische systemen voor SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWth). De aanduiding in m² is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen.²¹ Onder deze grens kunnen systemen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de investeringssubsidie duurzame energie (ISDE).

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. Op basis van de marktconsultatie worden de investeringskosten naar beneden bijgesteld: van 600 €/kWth naar 525 €/kWth. De onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande jaar. De marktconsultatie wees ook uit dat het aantal vollasturen bij het hogere gewenste temperatuurniveau aan de hoge kant is, en niet haalbaar voor systemen die op relatief hoge temperatuur warmte leveren. Dit wordt naar beneden bijgesteld van 700 uur/jaar naar 600 uur/jaar.

Het correctiebedrag voor deze categorie van zonthermie is ongewijzigd ten opzichte van SDE+ 2019.

Tabel 5-17 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kW. In tabel 5-18 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 5-17. Technisch-economische parameters zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	0,14	0,14
Vollasturen	[uur/jaar]	700	600
Investeringskosten	[€/kWth]	600	525
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	1,9	1,9

Tabel 5-18. Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,098	0,095
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

5.6.2 Zonthermie, ≥ 1 MWth

Op basis van de marktconsultatie worden de investeringskosten naar beneden bijgesteld: van 500 €/kWth naar 420 €/kWth. De onderhoudskosten nemen licht toe vanwege de afhankelijkheid van de verdisconteerde OZB (weliswaar een afname van de investeringskosten maar tevens een toename van het percentage van 0,4% naar 0,5% van de investeringskosten, conform de aanname bij zon-PV). Analoog aan de categorie zonthermie 140 kWth tot 1 MWth wordt het aantal vollasturen naar beneden bijgesteld van 700 uur/jaar naar 600 uur/jaar, omdat het oorspronkelijke aantal niet haalbaar blijkt voor systemen die op relatief hoge temperatuur warmte leveren.

²¹ Gleisdorf meeting, Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004.

Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie ≥ 1 MWth heeft een thermisch vermogen van 5 MWth. Het correctiebedrag voor deze categorie van zonthermie is ongewijzigd ten opzichte van SDE+ 2019.

Tabel 5-19 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MWth. In tabel 5-20 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 5-19. Technisch-economische parameters energie uit zonthermie, ≥ 1 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	5,0	5,0
Vollasturen	[uur/jaar]	700	600
Investeringskosten	[€/kWth]	500	420
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	3,9	4,0

Tabel 5-20. Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 1 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,085	0,080
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

6 Bevindingen windenergie

6.1 Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het PBL advies gevraagd over de volgende twee onderwerpen:

- De hoogte van de basisbedragen in het kader van de SDE++-regeling voor 2020
- De impact van hoogtebeperkingen vanuit vastgesteld landelijk beleid op de basisbedragen, voor de najaarsronde van de SDE+ 2019

In het voorliggende hoofdstuk wordt het advies gegeven omtrent de basisbedragen voor de SDE++ 2020 voor wind op land. De impact van hoogtebeperking is behandeld in een aparte notitie.²² In het eindadvies wordt de voorgestelde scheiding in een reguliere categorie en een hoogtebeperkte categorie zoals gepresenteerd in de genoemde notitie aangehouden. Het eindadvies voor windenergie op land SDE++ 2020 omvat de volgende SDE++ 2020-categorieën voor windenergie: Wind op land, Wind op waterkeringen, Wind in meer, water ≥ 1 km². Achtereenvolgens komen de uitgangspunten, toegepaste werkwijze, de kostenbevindingen en de referentiesystemen aan de orde, gevolgd door de voorgestelde basisbedragen.

6.2 Werkwijze wind op land SDE++ 2020

6.2.1 Uitgangspunten en rekenmethode

Voor de SDE++ 2020 heeft EZK het volgende uitgangspunt meegegeven voor de categorieën gerelateerd aan windenergie op land:

- De grondkosten voor SDE++ 2020 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+ 2019.

De uitgangspunten leiden ook tot de volgende aannames:

- De uitbreiding van de cashflowperiode door inkomsten uit elektriciteitsverkoop van 15 naar 20 jaar zoals geïntroduceerd in de SDE+ 2019 wordt toegepast. Wij nemen hierbij de ontmantelingskosten mee in jaar 21 voor een nettowaarde van 5% van initiële investeringskosten.
- Zoals ook in SDE+ 2019 het geval was, worden in SDE++ 2020 participatiekosten en voorbereidingskosten niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag. De voorbereidingskosten dienen terug te worden verdiend uit het rendement op eigen vermogen. Participatie beschouwt EZK de facto als het laten meedelen in de netto-opbrengst van een windpark; bij participatie gaat het niet om kosten maar om afspraken omtrent winstdeling.

²² 'Notitie Hoogtebeperkte categorie wind op land', SDE++ 2020 Windenergie op land, 8 juli 2019.

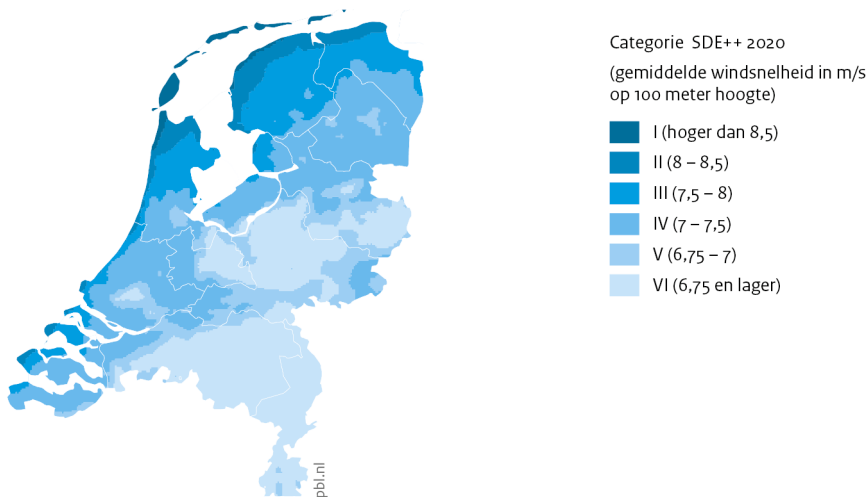
6.2.2 Windviewer

In de SDE+ is tot nu toe gebruikgemaakt van de gemeentegrenzen om de windparken te verdelen in de windcategorieën. Dit blijkt niet altijd representatief voor de gemiddelde windsnelheid voor een windpark, zeker bij grote gemeentes zoals in de Flevopolder. EZK heeft daarom aangegeven de winddifferentiatie niet meer toe te passen gebaseerd op de gemeentegrenzen, maar op basis van de Windviewer. Deze Windviewer geeft voor elke locatie in Nederland de gemiddelde windsnelheid weer. De Windviewer wordt reeds gebruikt voor de bepaling van de maximale gemiddelde windsnelheid op de betreffende locatie voor het windrapport bij de SDE+-subsidieaanvraag. Het kan dus zijn dat turbines binnen één project in verschillende windcategorieën gaan vallen en dus verschillende subsidiebedragen kunnen gaan ontvangen.

6.2.3 Winddifferentiatie

Ter voorkoming van hoge rendementen wordt in voor wind op land in de SDE++ 2020 een extra categorie voor de winddifferentiatie geïntroduceerd; de categorie voor projecten met een gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte groter dan 8,5 m/s zal worden toegevoegd. Figuur 6-1 toont een nieuwe windkaart gemaakt op basis van de Windviewer die de nieuwe gebieden aangeeft.

Figuur 6-1
Gemiddelde windsnelheid, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

- Deze nieuwe windkaart is toegevoegd ter indicatie; voor het bepalen van de categorie zal de Windviewer gebruikt moeten worden om de gemiddelde windsnelheid op 100 meter op de gekozen locatie te bepalen. In de figuur 6-1 is te zien is dat het gebied met >8,50 m/s gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte vooral gelegen is aan de kustlijn van Nederland. De windcategorieën worden omgenummerd in dit eindadvies, zie tabel 6-1.
- Wij hebben een extra windcategorie voor de SDE++ 2020 toegevoegd aan de analyse voor projecten met een gemiddelde windsnelheid van meer dan 8,5 m/s ter voorkoming van te hoge financiële rendementen in deze categorie.

Tabel 6-1. Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2020	Windsnelheid op 100 meter	Windsnelheid in basisbedragbepaling	Categorienummering in SDE+ 2019
I	> 8,50 m/s	8,50 m/s	(Nieuw)
II	8,00 - 8,50 m/s	8,00 m/s	I
III	7,50 - 8,00 m/s	7,50 m/s	II
IV	7,00 - 7,50 m/s	7,00 m/s	II
V	6,75 - 7,00 m/s	6,75 m/s	IVa
VI	< 6,75 m/s	6,50 m/s	IVb

6.2.4 Meegenomen kosten windenergie

In tabel 6-2 staat welke kosten er wel en niet meegewogen worden in de bepaling van de basisbedragen. De niet meegewogen kosten, die in de praktijk wel ten laste van het project kunnen komen, worden dientengevolge verondersteld uit het projectrendement gehaald te kunnen worden.

Tabel 6-2. Wel en niet meegenomen kosten voor windenergie op land

Categorie	Groep	Kosten
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Windturbine (incl. transport en installatie)
		Meerkosten:
		Fundering (inclusief heipalen)
		Elektrische infrastructuur in het park
		Netaansluiting
		Civiele infrastructuur
		Bouwrente
		CAR-verzekering tijdens de bouw
		Grondkosten tijdens de bouw
		Bouwmanagement
	Verwijderingskosten	
	Variabele operationele kosten	Grondkosten
		Garantie- en onderhoudscontracten
	Vaste operationele kosten	Garantie- en onderhoudscontracten
		Verzekeringen: WA, machinebreuk, stilstand
Netinstandhoudingskosten		
Eigenverbruik		
OZB		
Beheer		
Land- en wegenonderhoud		
Niet meegewogen kosten	Project-specifieke kosten	Gebiedsgebonden bijdrage
		Afdrachten (niet bij wet geregeld) aan decentrale overheden
	Keuzes ontwikkelaar	Participatiekosten
	Ontwikkelingskosten	Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en juridische kosten

6.2.5 Ashoogte en tiphoogte

Gezien de toename van de grootte van turbines heeft EZK gevraagd of het opportuun is om voor het referentieproject uit te gaan van ashoogtes van ten minste 100 meter.

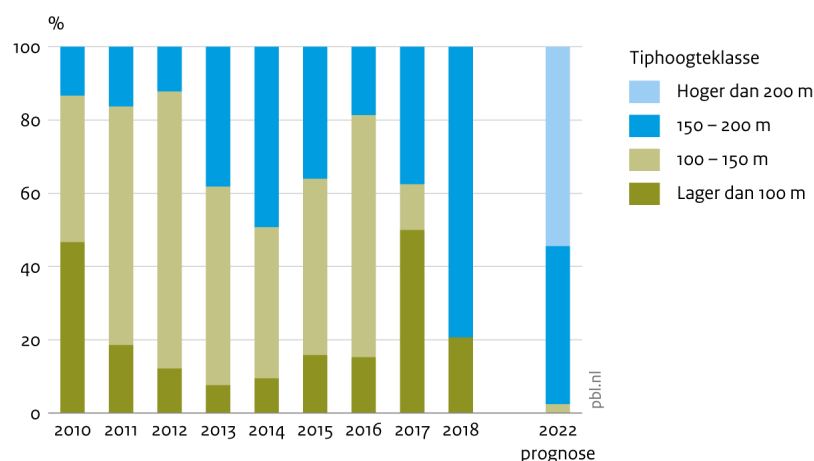
De grootte van de windturbines stijgt inderdaad snel over de afgelopen jaren, waarbij zowel de ashoogte als de rotordiameter toeneemt. Deze ontwikkeling wordt verklaard door de toegenomen productie die grotere turbines kunnen leveren vanwege de hogere windsnelheden op grotere hoogte. Bijgevolg nemen turbines met een tiphoogte (gelijk aan de ashoogte plus halve rotordiameter) van minder dan 150m geleidelijk af, terwijl turbines met een tiphoogte boven 200m de nieuwe trend worden.

Dit wordt gepresenteerd in figuur 6-2; deze figuur toont de tiphoogte van windturbines geïnstalleerd in Nederland, in de periode 2010 tot en met 2018. In deze periode werd het aandeel van windturbines met een tiphoogte van meer dan 150 meter geleidelijk groter. Het aandeel turbines met een tiphoogte tussen 100 en 150 meter piekte in 2012, maar bleef tot en met 2016 veel gekozen. In 2018 zien we een duidelijke voorkeur voor turbines met een tiphoogte van 150 meter of hoger, alhoewel een percentage van projecten met kleinschalige turbines blijft bestaan.

De verwachting is dat deze klasse van kleiner dan 100 meter in de toekomst verdwijnt, omdat deze niet competitief zijn met de grotere windturbines. Dit wordt versterkt door de SDE++-bedragen zelf, die geënt zijn op het merendeel van de projecten en de technologieontwikkeling volgt voor een kostenefficiënte toepassing van de SDE. Dit is ook te zien in de projecten die in 2018 de SDE+-subsidieaanvraag hebben ingediend²³; te zien is dat na 2022 windprojecten vooral windturbines met een tiphoogte van meer dan 200 meter toepassen.

Figuur 6-2

Hoogte van nieuw geplaatste windmolens op land



Bron: PBL; RVO.nl

In de SDE+ 2019 is uitgegaan van een ashoogte van minimaal 80 meter voor de berekening van het basisbedrag om een grens te stellen aan de windturbines die meegenomen worden in de kosten- en batenschattingen in de SDE+-basisbedragenbepaling. Voor de SDE++ 2020 adviseren het PBL en DNV GL om, gezien de resultaten van het onderzoek naar landelijke bouwhoogtebeperkingen en de windturbinetrends in de markt, een reguliere categorie te

²³ Opgesteld vanuit RVO.nl-data voor de SDE+ 2018-najaar en -voorjaarsprojecten, zie <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie/feiten-en-cijfers/stand-van-zaken-aanvragen>.

handhaven die de groeiende tiphoogtetrend volgt en een hoogtebeperkte categorie te introduceren voor locaties waar deze hoge turbines niet toegepast kunnen worden door nationale wet- en regelgeving.

Het advies voor de SDE++ 2020 zal dus verdeeld zijn in basisbedragen voor twee klassen:

- *Regulier*: windturbines met een tiphoogte > 150 meter
- *Hoogtebeperkt*: windturbines met een hoogtebeperking van \leq 150 meter

6.3 Kostenbevindingen

6.3.1 Verdeling in tiphoogte

De kosten zijn bepaald zodat een merendeel van de windprojecten in Nederland gerealiseerd kunnen worden. Zoals gesteld in paragraaf 6.2.5, worden de kosten en baten gepresenteerd voor de volgende categorieën:

- *Regulier*: windturbines met een tiphoogte > 150 meter
- *Hoogtebeperkt*: windturbines met een hoogtebeperking van \leq 150 meter

6.3.2 Kosten en baten - Reguliere categorie

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 transport en installatie). Net als vorig jaar zien het PBL en DNV GL een daling in de turbineprijzen.

Bovenop de turbineprijs komen kosten voor fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente, bouwmanagement en CAR-verzekering tijdens de bouw. De extra kosten zijn gestegen ten opzichte van de aannames in de SDE+ 2019. De geschatte totale investeringskosten komen hiermee uit op een totaalbedrag van 1140 €/kW.

Operationele 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 SDE+ 2019 werden de garantie- en onderhoudskosten voor de turbine op 0,0092 €/kWh vastgelegd, gemiddeld over 20 jaar. Voor de SDE++ 2020 wordt wederom een daling verwacht en onderhoudskosten worden vastgesteld op 0,0066 €/kWh gemiddeld over 20 jaar.

Bovenop de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. Sinds de SDE+ 2014 rekenen wij op aangeven van EZK met een jaarlijkse verlaging van 10% van de grondkosten. In de SDE+ 2019 is gerekend met grondkosten die op 0,0029 €/kWh liggen. Voor de SDE++ 2020 worden de grondkosten dus verlaagd naar 0,0026 €/kWh. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0092 €/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++ 2020 geschat op 11,5 €/kW. Dit is een daling ten opzichte van de 12,3 €/kW vaste kosten van vorig jaar, vooral vanwege een lagere inschatting van de beheerkosten en eigenverbruik. Verder wordt voor de totale onderhoudskosten, inclusief grondkosten, gerekend met een inflatie van 1,5% per jaar.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windprojecten, zoals (niet bij wet geregelde) opdrachten aan decentrale overheden en kosten ten gevolge van het voorbereidings-traject (inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures), worden niet meegewogen in de berekening van de productiekosten.

Baten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het OT-model.²⁴ Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. Ter ondersteuning wordt daarom gebruikgemaakt van een turbinemodel. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de windsnelheid op 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. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windcategorie.

In de schatting van de energieopbrengst wordt er gerekend met 13% opbrengstverliezen voor een referentiepark van 50 MW. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine *performance*, *environmental losses* en *curtailment*.

Bij nieuwe windprojecten wordt veelal gebruikgemaakt van nieuwe types windturbines die bij dezelfde windsnelheden een aanzienlijk groter aantal vollasturen realiseren. Dit heeft een substantieel effect op de daling van de basisbedragen. In de reguliere categorie stijgen de vollasturen vanwege de ontwikkeling van grotere turbines en de bepaling dat de tiphoogte minstens 150 meter is, ten opzichte van een hubhoogte²⁵ van minstens 80 meter in de SDE+ 2019.

Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters specifiek voor windenergie staan in tabel 6-3.

Tabel 6-3. Technisch-economische parameters voor windenergie op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Rendement op eigen vermogen	[%]	12,0
Rente lening	[%]	1,5
Vennootschapsbelasting ²⁶	[%]	21,7

6.3.3 Kosten en baten – Hoogtebeperkt

Voor de hoogtebeperkte categorie wordt er een onderscheid gemaakt ten opzichte van de reguliere categorie voor de turbine-onderhoudskosten en de energieopbrengst. De turbine-onderhoudskosten worden vaak opgegeven in een €/MWh-kostpost, maar deze kosten dalen naarmate de turbine groter wordt. Voor de hoogtebeperkte categorie, de categorie met een

²⁴ PBL-website OT-model: <https://www.pbl.nl/sde>.

²⁵ De tiphoogte is de som van de ashoogte en de helft van de rotordiameter. De hubhoogte ligt nabij de ashoogte.

²⁶ Tarief vennootschapsbelasting: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/belastingplan/belastingwijzigingen-voor-ondernemers/tarief-vennootschapsbelasting-omlaag>.

tijphoogte onder of gelijk aan 150 meter, worden de variabele onderhoudskosten verhoogd ten opzichte van vorig jaar naar 0,0080 €/kWh gemiddeld over 20 jaar.

De gemiddelde windsnelheid op ashoogte stijgt naarmate de ashoogte stijgt. Het is dus redelijk dat windturbines die in een reguliere categorie bekeken worden, meer vollasturen halen dan hoogtebeperkte windturbines. De resultaten van het turbinemodel worden gebruikt om een berekening te maken van de basisbedragen en vollasturen voor de hoogtebeperkte categorie, gelijkend aan de procedure hierboven beschreven voor de reguliere categorie.

6.4 Beschrijving referentie-installaties

6.4.1 Referentie wind op land

Voor de berekeningen voor *Wind op land* wordt een gemiddelde windparkgrootte van 50 MW *geïnstalleerd vermogen aangenomen* voor alle windsnelheidscategorieën, evenals vorig jaar; deze referentie grootte is gekozen om zowel recht te doen aan kleinere parken (indicatief 15 MW) als aan de grote Rijkscóördinatie-regeling (RCR)-projecten van meer dan 100 MW. De technisch-economische parameters staan in tabel 6-4 en tabel 6-5.

Tabel 6-4. Technisch-economische parameters voor wind op land (regulier)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1140
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0092
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0119

Tabel 6-5. Technisch-economische parameters voor Wind op land (hoogtebeperkt)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1140
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0106
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0133

6.4.2 Referentie Wind op waterkeringen

Voor de categorie *Wind op waterkeringen* wordt er uitgegaan van windturbines die geplaatst worden binnen de beschermingszones van waterkeringen dan wel binnen de kernzone of binnen de beschermingszone aan de waterkant van een waterkering. Wij gebruiken voor de berekeningen voor wind op waterkeringen net als bij wind op land een gemiddelde windparkgrootte van 50 MW om recht te doen aan kleinere projecten (indicatief 15 MW) en grotere RCR-projecten van meer dan 100 MW.

Het plaatsen van een windturbine in de categorie *Wind op waterkeringen* leidt ten opzichte van de categorie *Windenergie op land* tot de volgende extra kosten:

- Funderingskosten: het plaatsen van een windturbine mag geen dijkverzwakking tot gevolg hebben. Hiervoor moeten in sommige gevallen extra damwanden geplaatst worden.
- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn.
- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden voor windturbines op waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Door de daling in de turbineprijzen is voor *Wind op land* ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan. Voor *Wind op waterkeringen* worden de investeringskosten eveneens verlaagd: van 1335 naar 1300 €/kW. Tabel 6-6 toont de technisch-economische parameters voor *Wind op waterkeringen*. Deze parameters zijn, op de investeringskosten na, gelijk aan die van de categorie *Wind op land*. Voor een toelichting op de overige parameters (en de rekenmethode) wordt verwezen naar paragraaf 6.3 kostenbevindingen windenergie op land.

Tabel 6-6. Technisch-economische parameters voor wind op waterkering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Installatiegrootte	[MW]	50,0
Investeringskosten	[€/kWe]	1300
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	11,5
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0092
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0119

6.4.3 Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$

Voor *Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$* 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% projectverliezen in plaats van de 13% die geldt voor de categorie *Wind op land*. Er is gerekend met een windsnelheid van 8,0 m/s, omdat aangenomen is dat projecten voor *Wind in meer* geplaatst worden in water waarboven een relatief hoge gemiddelde windsnelheid heerst.

Door de daling in de turbineprijzen is evenals voor *Wind op land* ook een aanpassing in de totale investeringskosten gedaan bij *Wind in meer*; deze zijn verlaagd naar 1840 €/kW. Een reden van deze vrij grote daling is de locatie van wind-in-meer-projecten: momenteel zien we vooral projecten die gebouwd worden in water langs de dijken.

De garantie- en onderhoudskosten voor de turbines wordt verlaagd naar 0,0104 €/kWh. Hier bovenop komen grondvergoedingen van 0,0026 €/kWh, zodat de totale variabele O&M-kosten op 0,0130 €/kWh uitkomen. De vaste kosten bestaan uit de verzekeringskosten, netinstandhoudingskosten, kosten voor eigenverbruik, onroerendezaakbelasting (OZB), kosten voor beheer en kosten voor onderhoud van de *Balance of Plant* (BoP). Voor *Wind in meer* zijn de kosten voor het onderhoud dan voor *Wind op land*, wat ook geldt voor de verzekeringskosten en de OZB door de hogere investeringskosten. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 15,0 €/kW.

Tabel 6-7 toont de technisch-economische parameters voor *Wind in meer*. Deze parameters wijken af van de parameters gehanteerd voor *Wind op land*. Een toelichting op de afwijkende parameters is te vinden in bovenstaande tekst.

Tabel 6-7. Technisch-economische parameters Wind in meer

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Installatiegrootte	[MW]	150	150
Investeringskosten	[€/kWe]	1840	2380
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	15,0	24,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0126	0,0148
Opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0027	0,0027
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0153	0,0175

6.5 Advies basisbedragen

6.5.1 Basisbedragen wind op land - regulier

De uit de aannames en berekeningen resulterende basisbedragen staan in tabel 6-8 en tabel 6-9. De windviewer bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend. Bijvoorbeeld: stel dat volgens de windviewer alle turbines vallen binnen de categorie *Wind op land*, $\geq 8,00$ m/s en $< 8,50$ m/s, dan is een basisbedrag van 0,042 €/kWh van toepassing voor die turbines.

Tabel 6-8. Basisbedragen voor Wind op land (regulier)

Categorie	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Wind op land, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,040	-
Wind op land, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,042	0,054
Wind op land, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,045	0,058
Wind op land, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,048	0,064
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,067
Wind op land, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,056	0,071

Tabel 6-9. Overzicht subsidieparameters Wind op land (regulier)

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,040-0,056	0,054-0,071
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

6.5.2 Basisbedragen wind op land – hoogtebeperkt

Voor de hoogtebeperkte turbines staan de resulterende basisbedragen in tabel 6-10. De windviewer bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 6-10. Basisbedragen SDE++ 2020 voor Wind op land (hoogtebeperkt)

Categorie	Eenheid	Basisbedrag Regulier	Basisbedrag hoogtebeperkt	Opslag voor hoogtebeperkt
Wind op land, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,040	0,045	0,005
Wind op land, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,042	0,047	0,005
Wind op land, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,045	0,052	0,007
Wind op land, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,048	0,055	0,007
Wind op land, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,059	0,007
Wind op land, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,056	0,063	0,007

In tabel 6-11 zijn het basisbedrag en subsidieparameters weergegeven.

Tabel 6-11. Overzicht subsidieparameters Wind op land (hoogtebeperkt)

	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,045-0,063
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Economische levensduur	[jaar]	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF	

6.5.3 Basisbedragen wind op waterkeringen

De resulterende basisbedragen voor *Wind op waterkeringen* staan in tabel 6-12. Evenals voor wind op land, is winddifferentiatie van toepassing. De windviewer bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 6-12. Basisbedragen Wind op waterkeringen

Categorie	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Wind op waterkering, $\geq 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,043	-
Wind op waterkering, $\geq 8,00$ en $< 8,50$ m/s	[€/kWh]	0,046	0,059
Wind op waterkering, $\geq 7,50$ en $< 8,00$ m/s	[€/kWh]	0,049	0,064
Wind op waterkering, $\geq 7,00$ en $< 7,50$ m/s	[€/kWh]	0,052	0,070
Wind op waterkering, $\geq 6,75$ en $< 7,00$ m/s	[€/kWh]	0,057	0,073
Wind op waterkering, $< 6,75$ m/s	[€/kWh]	0,061	0,078

In tabel 6-13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 6-13. Overzicht subsidieparameters Wind op waterkeringen

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,043-0,061	0,059-0,078
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

6.5.4 Basisbedragen wind in meer, water ≥ 1 km²

Het resulterende basisbedrag voor *Wind in meer*, ≥ 1 km² en enkele andere subsidieparameters staan in tabel 6-14. Evenals voor de andere windenergiecategorieën geldt er een project-specifieke vollasturencap. Voor *Wind in meer* is géén winddifferentiatie van toepassing, aangezien er verwacht wordt dat wind-in-meer-projecten alleen in de windrijkere delen van Nederland ontwikkeld worden.

Tabel 6-14. Overzicht subsidieparameters Wind in meer

	Eenheid	Advies SDE++ 2020	Advies SDE+ 2019
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,059	0,086
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20
Berekeningswijze correctiebedrag	EPEX x PIF		

7 Bevindingen geothermie

7.1 Introductie

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 2020. Dit hoofdstuk bevat het eindadvies voor geothermie SDE++ 2020 inclusief kostenbevindingen. Het nu voorliggende hoofdstuk geeft naast een eindadvies over de basisbedragen, ook een actualisatie van het overzicht van de bronvermogens en kosten van de referentieprojecten.

7.2 Beschrijving referentie-installaties

7.2.1 Inleiding

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

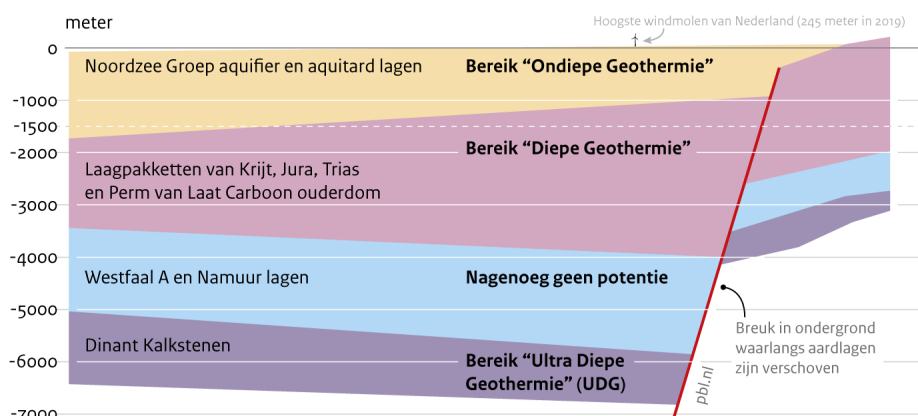
- Ondiepe geothermie (geen basislast)
- Ondiepe geothermie (basislast)
- Diepe geothermie (basislast)
- Diepe geothermie warmte (geen basislast)
- Ultradiepe geothermie
- Diepe geothermie (uitbreiding)

In figuur 7-1 wordt een toelichting gegeven op de opbouw van de verschillende aardlagen in Nederland. De kosteneffectiviteit van ondersteuning van geothermie is gebaat bij afstemming van de regeling op deze van nature voorkomende aardlagen.

Voor het winnen van geothermische warmte met ondiepe geothermie uit ongeconsolideerde sedimenten van de Noordzee Groep worden aardlagen vanaf 500 meter aangeboord tot de basis van de Noordzee Groep. Conform de uitgangspunten voor dit SDE++ 2020-advies, volgen wij de wettelijke grens uit de mijnbouwwet van 500 meter. Tevens geven wij ter overweging de dieptegrens voor diepe geothermieprojecten bij te stellen van 500 meter, zoals van toepassing in de SDE+ 2019 naar 'vanaf de basis van de Noordzee Groep' voor de SDE++ 2020.

Omdat in dit advies een extra categorie voor ondiepe geothermie (met een lagere brontemperatuur) is toegevoegd, waarvoor geldt dat er andere boortechnieken gebruikt kunnen worden waarbij het risico op voorkomen van vrij gas klein is en er gewerkt kan worden met andere materialen, is er gekozen om in dit advies de dieptegrens niet meer in meters uit te drukken maar in formatielagen. Onderstaand volgt een verdere onderbouwing.

Figuur 7-1
Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: PBL

- **Ondiepe Geothermie**
Ondiepe Geothermie wordt in dit SDE++ 2020-advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van de lithostratigrafische Noordzee Groep.
- **Diepe Geothermie**
Diepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten *dieper* dan de basis van de Noordzee Groep en ondieper dan 4000 meter. Vooralnog betreffen dit laagpakketten behorend tot Rijnland, Schieland, Onder Germaanse Trias, Boven Rotliegend Groep en mogelijk gesteentepakketten uit de Chalk, Zechstein en Limburg Groep. Afhankelijk van de locatie in Nederland liggen de laagpakketten typisch voor ultradiepe geothermie (UDG) ook ondieper dan 4000 meter en vallen zij derhalve in de *Diepe Geothermie*.
- **Ultradiepe Geothermie**
Ultradiepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4000 meter liggen. Vooralnog zijn dat gesteente pakketten van ouderdom van Vroeg Carboon (Dinant kalksteen) en Devoon.

De Nederlandse ondergrond bestaat tot een diepte van 0 tot maximaal circa 1800 meter uit de ongeconsolideerde sedimenten van de Noordzee Groep: zand en klei. Op seismiek en in boringen is dit interval (Noordzee Groep) eenduidig te herkennen en te definiëren op nagenoeg elke locatie in Nederland. Ondiepe geothermie wordt in dit SDE++ 2020-advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van deze lithostratigrafische Noordzee Groep. Ook voor diepe en ultradiepe geothermie zijn de definities aangepast naar geologische laagdieptes.

In tabel 7-1 wordt indicatief aangegeven welke projectcomponenten ingezet worden in de verschillende categorieën. De huidige SDE+-regeling gaat uit van een bronvermogen gebaseerd op het temperatuurverschil tussen de productie- en de injectieput. Dit verschil wordt mogelijk verkregen door bijvoorbeeld verdere uitkoeling middels een warmtepomp of door cascadering.

Tabel 7-1. Overzicht categorieën en de bijhorende componenten met hun inzet

Categorie	Bron	Pomp ²⁷	Warmtepomp ²⁸
Ondiepe geothermie (basislast)	Ondiepe aardwarmte	ESP, IP	Ophogen afgifte-temperatuur
Ondiepe geothermie (geen basislast)	Ondiepe aardwarmte	ESP, IP	Ophogen afgifte-temperatuur
Diepe geothermie (basislast)	Diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast)	Diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Ultradiepe geothermie	Ultra diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen
Diepe geothermie (uitbreiding)	Diepe aardwarmte	ESP, IP	Optioneel: dieper uitkoelen

Invloed warmtepomp

Een warmtepomp kan voor meerdere doeleinden ingezet worden. Aan de ene kant kan de warmtepomp ingezet worden voor het verhogen van de afgiftetemperatuur (dit is bijvoorbeeld bij ondiepe geothermie het geval, waar de lagere temperatuur uit de ondiepe geothermiebron een lift krijgt, zodat deze kan worden ingezet voor verwarming van woningen en gebouwen). Hiernaast kan een warmtepomp worden ingezet voor het uitkoelen van bijvoorbeeld retourleidingen. Hierbij kan de warmtepomp worden aangesloten op de retourleiding ten behoeve van verdere uitkoeling van het injectiewater. Hiermee wordt dan een groter temperatuurverschil tussen de productie- en injectieput van het geothermisch doublet verkregen, waardoor een groter geothermisch bronvermogen beschikbaar komt. Op basis van beperkte praktijkinformatie lijkt de toename van het bronvermogen door de inzet van een warmtepomp voor diepere uitkoeling op te wegen tegen de hogere investerings- en operationele kosten. Hierdoor komen de specifieke kosten per kW ook lager te liggen, wat tevens leidt tot iets lagere productiekosten.

Kostenposten

Tabel 7-2 geeft weer welke kostenposten wel of niet meegenomen zijn bij de bepaling van de specifieke investerings- en vaste operationele kosten en de basisbedragen. Voor de abandoneringskosten en restwaarde na de subsidieperiode van de (ondiepe) geothermiebronnen is aangenomen dat deze tegen elkaar wegvallen, derhalve zijn beide niet meegenomen in de referentiecasse-kostenberekening.

Ten tijde van het schrijven van dit advies, was niet bekend of er in een vernieuwde Mijnbouwwet bijkomende eisen zouden opgenomen worden die betrekking hebben op geothermische projecten. Vandaar dat kosten voor een *blow-out preventor* voor ondiepe geothermie en voor dubbele verbuizing voor geothermie niet zijn meegenomen in de berekening van de huidige basisbedragen. Mocht deze vernieuwde Mijnbouwwet met deze bijkomende eisen van kracht worden voor een van de openstellingen van de SDE++-regeling in 2020, dan adviseren wij EZK om een na-advies op te laten stellen, waarin deze bijkomende kosten wel verrekend worden in het basisbedrag.

²⁷ Pomp:

- ESP: *Electrical Submersible Pump* / opvoerpomp,
- IP: Injectiepomp.

²⁸ Warmtepomp:

- Ophogen afgiftetemperatuur: Inzet warmtepomp voor temperatuurlift van de lage temperatuur van de warmtebron tot aan afgiftetemperatuur voor de eindgebruiker
- Dieper uitkoelen: Warmtepomp kan worden ingezet voor verdere uitkoeling op retour voor injectie.

Na de aankondiging door EZK (kamerbrief 21 maart 2019) over mogelijke participatie van EBN in geothermieprojecten, kwam tijdens het proces voor dit advies niet naar voren welke mogelijke impact dit zou hebben op de techno-economische parameters van geothermieprojecten, en dus op de berekening van het basisbedrag. Vandaar dat in dit advies geen rekening gehouden is met een mogelijke rol van EBN en impact daardoor op het basisbedrag.

Tabel 7-2. Wel en niet meegenomen kosten voor geothermie

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval)
		Kosten voor pompen (ESP)
		Kosten voor gas- of olieafvang
		Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars
		Kosten voor een warmtepomp (optioneel)
		Kosten voor bovengrondse installatie
		Kosten voor verzekeringen
		Aansluiting op warmtetransportnet
		Kosten voor geologisch onderzoek, indien uitgevoerd na de SDE++-aanvraag
	Operationele kosten	Garantie en onderhoud
		Netbeheer, elektra
		Personeelskosten
		Administratiekosten
		Opstalvergoeding
		Monitoringssysteem
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers
		Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen
		Kosten voor een vervangende warmtevoorziening (ketel, WKK, back-up)
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
		Kosten voor geologisch vooronderzoek, indien uitgevoerd voor de SDE++-aanvraag
		Kosten voor vergunningen en contracten
		Abandonneringskosten
		Restwaarde
		Operationele kosten

De voortgang en versnelling van de groei van de geothermie in Nederland is gebaat bij het delen van kennis en kunde alsmede het delen van geologische, geofysische en productiegegevens. Momenteel vallen deze gegevens onder de Mijnbouwwet en derhalve blijven ze voor maximaal vijf jaar in het confidentiële domein. Slechts een subset van de geothermische projecten, met name degene die deelnemen aan de RNES-garantieregeling aardwarmte, zijn verplicht via RVO.nl een deel van de gegevens vrij te geven na afsluiting van het Garantie-fondsdossier bij RVO.nl.

Als geologische en geofysische gegevens vervroegd in het publieke domein komen, dan kunnen met die gegevens de geologische onzekerheden op een tijdsefficiëntere manier verkleind worden. We geven ter overweging mee dat indien men gebruik maakt van de SDE+-regeling (zo mogelijk met terugwerkende kracht ook de SDE en SDE+), de geologische, geofysische en productiedata die worden verkregen in het traject van het completeren van een geothermisch project binnen afzienbare tijd na de realisatie van het project (kort na de productie-start) verplicht in het publieke domein worden geplaatst, via de reguliere route (via EZK-website www.nlog.nl).

7.3 Ondiepe geothermie (geen basislast)

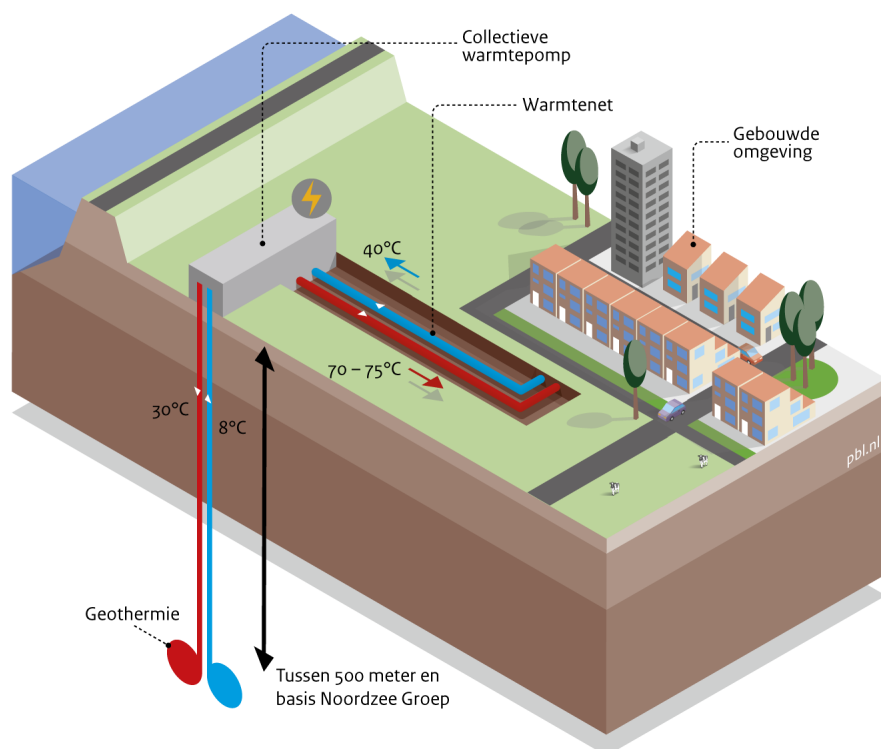
Om tegemoet te komen aan signalen uit de markt om het geothermische potentieel te kunnen benutten van de ondiepere aardlagen, wordt voorgesteld deze nieuwe categorie toe te voegen aan de SDE+-regeling. Bij ondiepe geothermie (OGT) wordt aardwarmte namelijk onttrokken uit ondiepere formatielagen dan de dieptes die tot nu toe onder de SDE+-regeling vielen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten voor de SDE+-regeling 2020, wordt hier ook een dieptegrens vanaf 500 meter, in lijn met de diepte waarvoor de Mijnbouwwet geldt, aangehouden. De maximale diepte voor deze categorie is tot de basis van de Noordzee Groep. In vergelijking met diepe geothermieprojecten ligt de temperatuur van ondiepe geothermieprojecten dan ook lager.

Eén absolute dieptebegrenzing voor OGT ligt in de praktijk niet vast, want die is gedefinieerd als de basis van de Noordzee Groep en deze diepte varieert hiermee over Nederland. De diepte van de basis van de Noordzee Groep in Nederland is goed bekend. Gezien de aard van het sediment, ongeconsolideerd/niet gelithificeerd, is het de verwachting dat het merendeel van de Noordzee Groep-doelaquifers aan te boren zijn met gebruikelijke grondwaterboortekniken of met vereenvoudigde olie- en gasboortekniken. Dit vertaalt zich in lagere boorkosten.

De nu voorgestelde grens van 500 meter maakt voldoende onderscheid met het toepassingsgebied van WKO-systemen. Deze WKO-systemen opereren veelal op dieptes tot 200 meter. Opslagsystemen (zoals WKO en andere seizoensopslagsystemen) zijn expliciet uitgesloten onder deze categorie. De productie-temperatuur van ondiepe geothermie ligt tussen de 20 en 55 °C. De temperatuur van het productiewater is hierbij afhankelijk van de diepte van de bron, maar dient in bijna alle gevallen nog te worden verhoogd middels een warmtepomp. Dit maakt dat voor deze categorie de warmteafgifte na de warmtepomp leidend is, en niet de warmteonttrekking uit de bodem.

OGT kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving waarvoor een beperkt aantal vollasturen geldt (geen basislast): directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de lagetemperatuurwarmte meteen geleverd aan afnemers die elk over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt dienen te zijn voor lagetemperatuurverwarming. Als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan bijvoorbeeld een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de warmte uit de ondergrond eerst opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 50 of 70 °C, waarna deze hogetemperatuurwarmte wordt geleverd aan de afnemers. De geothermische putten van OGT-systemen kunnen geothermische warmte winnen middels verticale, maar ook middels meer horizontaal geboorde putten.

Figuur 7-2
Ondiepe geothermie (OGT) met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, ECN part of TNO, DNV-GL, TNO AGE

Voor de referentiecasi voor het eindadvies SDE++ 2020 gaan we uit van een doublet met verticale putten en een collectieve warmtepomp die hogetemperatuurwarmte (75 °C) levert. De hier vermelde gegevens zijn gebaseerd op literatuurgegevens omdat er momenteel nog nagenoeg geen dergelijke projecten gerealiseerd zijn. De geologische informatie over de ondiepe ondergrond is minder bekend, echter literatuur duidt op een technisch potentieel van 229 PJ per jaar (Schepers, Scholten, Willemsen (IF-Technology), Koenders (IF-Technology), & Zwart (IF-Technology), 2018), waarbij aangegeven wordt dat ondiepe geothermie een belangrijke aanbieder kan zijn van duurzame warmte in stedelijk gebied.

Als referentieboordiepte wordt 750 meter ondersteld, dit stemt overeen met een onttrekkingstemperatuur van 30 °C en gaat uit van een retourtemperatuur van 8 °C. Het onttrekkingsdebiet bedraagt 100 m³/uur. Het thermisch vermogen van de hele installatie wordt uitgelegd op het thermisch vermogen van de warmtepomp en bedraagt 3,8 MW. Voor de berekeningen is een COP-waarde van 3,1 aangenomen, op basis van beschikbare projectdata. We geven ter overweging om extra eisen voor de werking van de warmtepomp (COP) op te nemen, zoals ook bij de EIA gevraagd wordt. In tabel 7-3 hieronder staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie. Kosten voor de warmtepomp zijn wel meegenomen, kosten voor het warmtedistributienetwerk en kosten voor lokale aansluitingen niet. Verder wordt verondersteld dat er geen kosten moeten gemaakt worden voor een *gas blow-out preventor*. Verwacht wordt dat de kosten voor de boorinstallatie en gebruikte materialen lager zijn dan bij diepe geothermie. In lijn met de andere "geen basislast"-categorieën voor warmte is voor deze categorie dan ook 3500 vollasturen²⁹ aangenomen.

²⁹ Voor deze categorie worden 3500 vollasturen aangenomen als zijnde geen basislast. Dit wijkt af van de 3000 vollasturen die voor biomassaketels aangenomen worden. De reden en oorzaak van dit verschil ligt in het feit dat een biomassa-installatie aan één enkele afnemer levert, terwijl deze categorie aan een klein distributienet levert, met een iets meer gelijkmatige warmtevraag, en dus meer vollasturen.

Wij geven ook ter overweging om nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering, om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen, zoals een minimumpercentage van de geproduceerde geothermische warmte die direct aan een warmtedistributienetwerk voor de gebouwde omgeving geleverd wordt. Zonder nadere eisen bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie.

Tabel 7-3. Technisch-economische parameters ondiepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	3,8	3,8
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	4000	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		4258
Investeringskosten	[€/kW]	1259	1259
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	138	125
Variabele O&M-kosten	[€/kWh/jaar]	0,0019	0,0019

Ook de variant van ondiepe geothermie met horizontaal geboorde leidingen is doorgerekend op basis van literatuurgegevens. Hierbij is elke boorput 1200 meter lang met een filterdeel van 500 meter. Dit type project heeft een hoger haalbaar debiet (300 m³/uur) en dus een hoger vermogen bij eenzelfde temperatuur. Voor een installatie op dezelfde diepte zijn de investeringskosten per kilowatt vergelijkbaar, maar de vaste O&M-kosten per kilowatt liggen iets lager. Deze combinatie resulteert in productiekosten die iets lager liggen dan dat van de referentie-installatie hierboven beschreven, maar binnen de spreiding van de onderzochte projecten. Daarom zien wij onvoldoende basis om voor horizontaal geboorde ondiepe geothermie een aparte categorie open te stellen; horizontaal geboorde ondiepe geothermieprojecten vallen binnen de hier beschreven categorieën voor ondiepe geothermie.

Correctiebedrag

Ondiepe geothermie, geen basislast, zal opereren in een klein stadsverwarmingsnet, typisch gericht op gebouwverwarming. Daarom wordt geadviseerd om het correctiebedrag te bepalen op basis van een gasketel zonder rookgascondensatie, zijnde de warmte, middelgroot.

7.4 Ondiepe geothermie (basislast)

Deze categorie verschilt van de vorige categorie enkel door het aantal vollasturen. In plaats van 3500 uur wordt nu met 6000 uur gerekend, typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continu warmtevraagprofiel. Het hogere aantal vollasturen werkt door in de operationele kosten waarin de stroomkosten voor de warmtepomp en ESP van het doublet zijn inbegrepen. De specifieke investeringskosten zijn dezelfde als die van de OGT-installatie, geen basislast. Opslagsystemen (zoals WKO en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie.

Correctiebedrag

Ondiepe geothermie, basislast, kan opereren in toepassingen met vrij een constante warmtevraag voor warm water jaarrond, mogelijke toepassingen zijn te vinden in de glastuinbouw en in de industrie. Gezien het lage vermogen van de toepassing wordt geadviseerd om het correctiebedrag te bepalen met als referentie een gasketel zonder rookgascondensatie, dus op basis van warmte, middelgroot.

Tabel 7-4. Technisch-economische parameters ondiepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	3,8	3,8
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		7299
Investeringskosten	[€/kW]	1259	1259
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	192	192
Variabele O&M-kosten	[€/kWh/jaar]	0,0019	0,0019

7.5 Diepe geothermie (basislast)

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 gebruikmaken van een doublet bestaande uit verlaten olie- of gasputten. De dieptegrens voor deze categorie is afgebakend als liggend tussen de basis van de Noordzee Groep tot een maximale diepte van 4000 meter.

Wij verwachten dat in het interval tussen de 3500 en 4000 meter de permeabiliteit dermate verslechtert dat enkel een laag debiet haalbaar is. Ook wordt vanwege de verwachte extreem lage permeabiliteit in zandsteenreservoirs beneden de 4000 meter de potentie om enig relevant debiet te verkrijgen 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 als ook een economische rationale te kennen.

Opslagsystemen (zoals warmte-koudeopslag en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. Deze categorie betreft geothermische projecten met een grote en vrij gelijkmatige jaarlijkse warmtevraag 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.

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.

Voor gerealiseerde projecten wijkt het werkelijke productievermogen vaak af van het beschikte productievermogen. In dit rapport zijn de gemiddelde werkelijke productievermogens leidend, niet de gemiddelde beschikte vermogens.

Voor de optie *Verlaten olie- of gasputten dienend als geothermisch doublet* geldt dat projecten die in deze categorieën vallen ook uit kunnen in deze categorie; dit omdat uit het advies voor de SDE+ 2019 bleek dat de berekende basisbedragen voor de optie verlaten olie- of gasputten in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de diepe geothermische doubletprojecten.

Correctiebedrag

Diepe geothermie kent haar toepassing typisch in de glastuinbouw. Deze sector kenmerkt zich door een groot aandeel WKK in de warmtevoorziening, momenteel staat op ongeveer 2/3^e van het glasareaal een WKK. Een deel van dat WKK-vermogen wordt ingezet voor levering van elektriciteit aan het net, waarbij de opgewekte warmte wel zelf gebruikt wordt. Het overig areaal wordt met gasketels verwarmd. Voor het correctiebedrag zou dus moeten uitgegaan worden van een gewogen gemiddelde van gasketels, *must-run*-WKK's en flexibele WKK's. Voor de eenvoud is wordt geadviseerd om het correctiebedrag te bepalen op basis van *must-run*-WKK. Berekeningswijze voor het correctiewijze is daarbij $90\% \times TTF_{LHV}$.

Tabel 7-5. Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	< 20 MW Advies SDE++ 2020	> 20 MW, Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	16	12	24
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		3125	8395
Investeringskosten	[€/kW]	1480	1360	860
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	115	91	128
Variabele O&M-kosten	[€/kWh/jaar]	0,0019	0,0019	0,0019

7.6 Diepe geothermie warmte (geen basislast)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bijvoorbeeld warmtenetten of ter transitie naar gasloze woonwijken en utiliteitsgebouwen, al dan niet in combinatie met andere duurzame warmtebronnen. Opslagsystemen (zoals warmte-koudeopslag en andere seizoensopslagsystemen) vallen niet onder deze categorie. De dieptegrens afbakening voor deze categorie is gelijk aan de afbakening bij diepe geothermie (basislast).

Een geothermieproject dat warmte levert aan een warmtenet in de gebouwde omgeving kent minder vollasturen per jaar dan een geothermisch project dat haar warmte levert aan de glastuinbouwsector³⁰. Om hiervoor een verschil te maken wordt deze categorie *Diepe geothermie warmte (geen basislast)* geadviseerd. De techno-economische parameters voor de gebruikte referentie binnen deze categorie zijn weergegeven in tabel 7-6.

³⁰ Er is uitgegaan van een zogenaamd badkuippatroon in het warmtevraagprofiel van de referentiecasi (hoge warmtevraag in de wintermaanden, en een beduidend lagere vraag tijdens de zomermaanden). Dit leidt ertoe dat de referentie geothermische installatie voor 'geen basislastprojecten' 3500 vollasturen maakt. Uit de marktconsultatie kwamen signalen dat in bestaande grote stedelijke warmtenetten geothermie met een hoog aantal vollasturen (6000 à 7000 uur op jaarbasis), dus als basislast, ingezet kan worden. Hiertoe is echter de categorie 'Diepe Geothermie warmte; Basislast' geschikt.

Tabel 7-6. Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE+ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	14	13
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3500	3500
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		3277
Investeringskosten	[€/kW]	1909	1523
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	101	105
Variabele O&M-kosten	[€/kWh /jaar]	0,0019	0,0019

Wij geven wel ter overweging om nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering, om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen, zoals een minimumpercentage van de geproduceerde geothermische warmte die direct aan een warmtedistributienetwerk voor de gebouwde omgeving geleverd wordt. Zonder nadere eisen bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie; wel moet geborgd worden dat bij een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer, nog steeds cascadering kan worden toegepast; hierbij wordt bij een tweede afnemer de retourtemperatuur verder uitgeoeld wordt ten behoeve van zijn laagwaardigere warmtevraag.

7.7 Ultradiepe geothermie

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

Beneden de 4000 meter zien wij de kalksteenlagen uit het Dinantien vooralsnog als het enige potentieel interessante aquifergesteente. Als zodanig is de 4000 meter ook te zien als een stratigrafische (gesteentelaag) begrenzing voor het overgrote deel van Nederland.

Deze categorie richt zich op hogere-temperatuurtoepassingen voor met name industriële processen en wordt gekenmerkt door de grotere boordiepte van het geothermisch doublet. Voor deze categorie zijn meerdere configuraties doorgerekend. Twee theoretische vergelijkingsprojecten zijn hierbij nader bekeken, waarbij de boordiepte 4000 respectievelijk 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 een halve kilometer voor het kleinste project tot vier kilometer voor het project met het hoogste bronvermogen. Vanwege de grotere boordiepte zijn ook kosten voor reservoirstimulatie meegenomen ter hoogte van 4 miljoen euro per geothermisch doublet. Omdat de verwachting is dat deze categorie eerder voor industriële toepassingen zal ingezet worden door de hogere productietemperatuur, wordt bij deze categorie uitgegaan van 7000 vollasturen per jaar.

Tot en met het voorjaar van 2018 zijn er geen projecten aangevraagd die werkelijk onder deze categorie vallen. Het *UDG Green Deal*-onderzoeksproject als ondersteuning voor toekomstige exploratie naar de dieper dan 4000 meter gelegen potentiële geothermische reservoirs zou op termijn meer uitsluitsel kunnen geven over verwachte vermogens en kosten voor een UDG-project. Ook kunnen er geen gefundeerde herberekeningen voor deze categorie afgeleid worden uit de recente ervaringen van projecten tot 4000 meter.

Tabel 7-7 geeft de technisch-economische parameters weer voor de mogelijke referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 4000 meter en een bronvermogen van 17 MW. Deze parameters zijn niet gewijzigd ten opzichte van het SDE+-eindadvies van 2019.

Tabel 7-7. Technisch-economische parameters ultradiepe geothermie

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	17	17
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		5768
Investeringskosten	[€/kW]	2509	2509
Vaste O&M-kosten	[€/kW /jaar]	107	107
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0076	0,0076

7.8 Diepe geothermie (uitbreiding)

Geothermische projecten kunnen hun vermogen en dus duurzame warmteproductie vergroten door het uitbreiden van het bestaande project met een extra put. Als referentie voor de categorie is er uitgegaan van een uitbreiding van een doublet met een extra, derde put. Door het boren van een extra put zal het geothermisch doublet veranderen in een geothermisch triplet. Uitbreiding van bestaande projecten, niet beperkt tot een doublet, met een extra put kunnen ook onder deze categorie ingediend worden. De dieptegrens afbakening voor deze categorie is gelijk aan de afbakening als vernoemd onder paragraaf over diepe geothermie (basislast).

Qua configuratie is voor de referentie ervan uitgegaan dat de extra put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Waar een doublet bestaat uit een productie- en injectieput, heeft een triplet twee productieputten en één injectieput, of twee injectieputten en één productieput. Die uitbreiding kan dus zowel een productie- als injectieput zijn. Naast de boorkosten voor het boren van de 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.

Het extra debiet dat wordt gerealiseerd door het boren van een extra put kent verscheidene onzekerheden die een significant effect kunnen hebben op de kostprijs. Echter, een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentiecasi is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op SDE+-aanvragen 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. Het boren van een extra put leidt vaak tot een beduidende vermogenstoename. Maar net zoals bij doubletten bestaat de kans dat het producerend vermogen niet het niveau haalt van het aangevraagde vermogen. We nemen aan dat de verhouding tussen het producerend vermogen en het aangevraagd vermogen bij projectuitbreiding gelijk is aan die bij een nieuw doublet.

Tabel 7-8 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 2200 meter en met een additioneel bronvermogen van 16 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 ook in een lagere kostprijs. De investeringen en onderhoudskosten zijn afgeleid van SDE+-aanvragen. Het aantal vollasturen voor deze categorie is gelijkgesteld aan het aantal vollasturen bij diepe geothermie (basislast). Deze parameters niet gewijzigd ten opzichte van het SDE+-eindadvies van 2019.

Tabel 7-8. Technisch-economische parameters diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	16	16
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Elektriciteitsverbruik	[MWh/jaar]		4118
Investeringskosten	[€/kW]	433	433
Vaste O&M-kosten	[€/kW /jaar]	115	115
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0019	0,0019

7.9 Advies basisbedragen

In tabel 7-9 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidie parameters weergegeven.

Tabel 7-9. Overzicht basisbedragen (€/kWh)

Categorie	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Ondiepe geothermie (geen basislast)	0,077	0,081
Ondiepe geothermie (basislast)	0,062	0,060
Diepe geothermie (basislast) <20 MWth	0,052	0,044
Diepe geothermie (basislast) > 20MWth	-	0,041
Diepe geothermie (geen basislast)	0,098	0,083
Ultradiepe geothermie	0,067	0,065
Diepe geothermie (uitbreiding)	0,032	0,031

De lijst met definities Geothermie is opgenomen in Bijlage E Geothermie; definities.

8 Bevindingen verbranding en vergassing van biomassa

8.1 Inleiding

Dit hoofdstuk behandelt de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2020 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Biomassavergassing ($\geq 95\%$ biogeen)
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MW_{th}
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW_{th}
- Ketel op B-hout
- Ketel op vloeibare biomassa
- Ketel stoom uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}
- Ketel warmte uit houtpellets ≥ 5 MW_{th}
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen
- Levensduurverlenging van bestaande installaties kleinschalige verbranding

8.2 Rekenmethode

8.2.1 Investeringskosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor biomassaverbranding en -vergassing te komen, worden verschillende installatietypes met bijbehorende investeringen gebruikt. Bovendien op de kosten voor de mechanische werken, te weten voor ketels (houtlijn, ketel, waterzijdige uitkoppeling, rookgasreiniging) en vergassers (vergasser, gasreiniging, gasopwaardering) 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.

Uit de marktconsultatie blijkt dat industriële stoomketels doorgaans geplaatst worden op een (nieuw) terrein aangrenzend aan de industriële afnemer. Derhalve wordt dit jaar rekening gehouden met het aanleggen van een stoomleiding tussen de energiecentrale en de industriële afnemer.

8.2.2 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.

Uit de marktconsultatie blijkt dat industriële stoomketels doorgaans geplaatst worden op een (nieuw) terrein aangrenzend aan de industriële afnemer. Derhalve wordt dit jaar rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel.

Dit jaar wordt tevens rekening gehouden met een verhoging van de afvalstoffenheffing voor het afvoeren van as. Dit tarief is verhoogd van 13,21 €/t naar 32,12 €/t. Uitgaande van 3%-6% as in het snoei- en dunningshout en het B-hout, zorgt dit voor een verhoging van de variabele O&M kosten van 0,0003 €/kWh output. Dit is van toepassing op de categorieën die snoei- en dunningshout en B-hout gebruiken. Voor houtpellets is verhoging van de O&M-kosten verwaarloosbaar.

8.2.3 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 Tabel 8-1 opgesomd welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.

8.2.4 Baten: opbrengsten

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

Tabel 8-1. Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing

Categorie	Groep	Kosten
Meegewogen kosten	Investeringskosten	Ketel Houtlijn Bunkers/silo's Rookgasreiniging Ketelhuis Waterzijdige aansluiting Stoomleiding (industrieel, voor stoomketels) Bouwrijp maken van de locatie van de biomassa installatie Transport, opbouw en kranen Installatie en montage Inbedrijfstelling Engineering (aannemersdeel) Project management (aannemersdeel)
	Variabele O&M-kosten	Kosten voor chemicaliën Kosten voor as-afzet Elektriciteitskosten Reserve onderdelen
	Vaste O&M-kosten	Garantie- en onderhoudscontracten Bedrijfsvoeringskosten Verzekeringen Beheer Pachtkosten grond (industrieel, voor stoomketels)
Niet meege- wogen kosten	Directe kosten	Grondkosten Engineering (eigenaarsdeel) Projectontwikkelingskosten (eigenaarsdeel) Beginvoorraad biomassa en verbruiksstoffen Kosten voor randapparatuur zoals utiliteiten (water, stikstof, perslucht), riolering, drogers, (uitgebreid) leidingwerk (anders dan stoomleiding), buffers, weegbruggen, hekwerk, beveiliging Back-upvoorzieningen en hulpketels
	Onvoorzien	Onvoorzien kosten
	Financiering en juridisch	Financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

8.3 Gehanteerde prijzen voor verbranding en vergassing van biomassa

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit hoofdstuk 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 weergegeven.

Tabel 8-2. Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2020, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor verbranding en vergassing	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentie-prijs SDE++ 2020 [€/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2019 [€/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2014** [€/2014/GJ]	Referentie-prijs SDE+ 2014** [€/2019/GJ]
Vaste biomassa						
Snoei- en dunningshout	9	45	5,0	5,0	5,3	5,5
Houtpellets, ketels	17	180	10,6	10,0	n.v.t.*	n.v.t.*
B-hout	13	0	0,0	0,0	2,2	2,3
Vloeibare biomassa						
Dierlijk vet	39	571	14,6	15,1	15,4	15,9

* Niet van toepassing daar EZK nader heeft gespecificeerd dat het betreffende uitgangspunt om naar 2014-prijzen te kijken enkel betrekking heeft op lokale of regionale biomassa waar de SDE++ in potentie een direct prijseffect op kan hebben.

** De referentieprijs uit 2014 wordt hier getoond, omdat deze prijs conform de uitgangspunten door EZK als maximaal subsidiabele biomassaprijs gezien wordt.

8.3.1 Vaste biomassa

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. De prijs zit onder de prijsrange van aangekochte gekwalificeerde houtsnippers uit het buitenland welke in de range van 6-8 €/GJ liggen (CARMEN, 2019), (Argus, 2019). Een prijs van 5 €/GJ is daarmee een prijs die representatief is voor huidige lokale inkoop van snoei- en dunningshout en die tevens een groot deel van de kosten dekt wanneer biomassa van buiten Nederland aangekocht wordt.

Houtpellets

Voor de categorieën *Ketel stoom uit houtpellets*, *Ketel warmte uit houtpellets ≥ 5 MWth*, en *directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen* 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 178 €/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 op basis van typische prijzen voor langetermijncontractering. Tevens is hierbij rekening gehouden met een prijsindexatie van 2% per jaar.

De eerste kostencomponent is 158 €/t voor de prijs CIF ARA. Hierbij wordt er vanuit gegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten, Zuid-Europa of de Baltische Staten. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt. Daarnaast wordt 20 €/t 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. Een opslag voor duurzaamheidscertificering voor zover dit géén onderdeel is van de reeds bestaande houtpelletprijs, voor eventuele verificatie achteraf, of om te voldoen aan eventuele bovenwettelijke eisen is voorlopig geschat op 2 €/t. Dit wordt meegenomen als een certificeringsopslag.

B-hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het niet geverfd, 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.

Vorig jaar is een inventarisatie van de B-houtmarkt uitgevoerd. Hieruit bleek dat de toename in beschikbaarheid vergroot is, met name het gevolg van verhoogde bouwactiviteit door de economische groei. Aan de andere kant neemt de vraag naar B-hout toe. Zo is onlangs in het Verenigd Koninkrijk een 40 MW_e-B-hout-installatie operationeel geworden.

Het huidige advies bevat een categorie *Ketel op B-hout*. 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 vooralsnog vastgehouden aan een prijs van 0 €/t voor B-hout.

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 (≥ 95% biogeen)*. Ook voor deze categorie wordt een prijs van 0 €/t gehanteerd.

8.3.2 Vloeibare biomassa

Uit de bevindingen blijkt dat de prijs van vloeibare oliën sterk kan variëren afhankelijk van herkomst, type en gebruik. Uit de analyses die afgelopen jaren uitgevoerd zijn is gebleken dat voor gerealiseerde projecten dierlijke vetzuren gecontracteerd kunnen worden tegen een prijs van rond de 500 €/t (intern tarief). Net als voorgaande jaren houden we rekening met een prijs van 500 €/t en beschouwen we een vijfjarig gemiddelde. Dit levert een prijs van 534 €/t.³¹ 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.

Alle bovengenoemde bedragen zijn zonder accijns, maar per 1 juli 2017 is de accijnsvrijstelling op vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden opgeheven. Eerste signalen uit de markt geven aan dat de Belastingdienst in specifieke gevallen het lage tarief rekent, maar onduidelijk is of dit in alle gevallen wordt gedaan. 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 571 €/t.

³¹ Dit is het gemiddelde van de prijzen van de afgelopen 5 jaar, te weten 534 €/t = (600 + 600 + 470 + 500 + 500) €/t / 5.

8.4 Biomassavergassing

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: een 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. Ten slotte wordt het gas opgevoerd tot aardgaskwaliteit (bio-SNG) waarna het als hernieuwbaar gas in het aardgasnet gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft een vermogen van 21 MWth 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.

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.

Recente commerciële installaties laten aanzienlijk lagere investeringskosten zien dan aannames in voorgaande jaren. Daarom zijn de investeringskosten verlaagd van 3250 €/kW output in het advies van 2019 naar 2700 €/kW in 2020. Dit bedrag omvat vergassing, reiniging, opwaarderingskosten en invoeding in het gasnet. Ten opzichte van de goedkoopste technieken kan dit als een beperkte bijstelling gezien worden en kan nog steeds een meerderheid van de projecten in deze categorie worden gerealiseerd. De O&M-kosten zijn ongeveer hetzelfde gebleven op 190 €/kW output hetgeen overeenkomt met 7% van de investeringskosten zoals ook weergegeven in tabel 8-3 voor de technisch-economische parameters. In tabel 8-4 is het basisbedrag weergegeven in het geval de centrale bedreven wordt op snoei- en dunningshout.

Tabel 8-3. Technisch-economische parameters vergassing van biomassa (≥95% biogeen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (≥95% biogeen)	Advies SDE++ 2020 (≥95% biogeen)
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3250	2700
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	195	190
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	9	9
Grondstofkosten	[€/t]	45	45

Tabel 8-4. Overzicht subsidieparameters vergassing van biomassa (≥95% biogeen)

	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (≥95% biogeen)	Advies SDE++ 2020 (≥95% biogeen)
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,113	0,100
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF _{HHV}		

Daarnaast is er een mogelijkheid dat de centrale bedreven wordt op B-hout. In tabel 8-5 en tabel 8-6 staan respectievelijk de technisch-economische parameters en het basisbedrag in het geval de centrale bedreven wordt op B-hout.

Tabel 8-5. Technisch-economische parameters vergassing van B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (B-hout)	Advies SDE++ 2020 (B-hout)
Referentie grootte	[MW input]	32	32
Vollasturen	[uur/jaar]	7500	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	3250	2700
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	195	190
Energie-inhoud substraat	[GJ/t]	13	13
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 8-6. Overzicht subsidieparameters vergassing van B-hout

	Eenheid	Advies SDE+ 2019 (B-hout)	Advies SDE++ 2020 (B-hout)
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,086	0,073
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF _{HHV}		

8.5 Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth

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

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

Het referentievermogen voor de ketel 0,5-5 MW wordt gezet op 950 kWth output. De investeringskosten voor deze ketels waren vorig jaar 415 €/kWth output. Uit recente projecten valt af te leiden dat de gemiddelde investering aanzienlijk lager ligt, circa 315 €/kWth. Dit komt doordat veel van deze aanvragen de inzet van relatief goedkope pelletkachels in de pluimvee sector betreffen. Rekening houdend met een referentie op basis van houtchips en het eveneens mogelijk maken van projecten in andere deelmarkten (gebouwde omgeving, glastuinbouw, utiliteit) wordt het investeringsbedrag dit jaar slechts beperkt verlaagd tot 400 €/kWth output. De vaste O&M-kosten worden eveneens beperkt verlaagd van 25 naar 24 €/kWth output. De variabele O&M-kosten (0,0033 €/kWth output) zijn met 0,0003 €/kWth output verhoogd als gevolg van verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven van €13,21 naar €31,12 per 1000 kg afval.

Correctiebedrag

De biomassaketels in deze categorie zijn voorzien als seizoenslast of pieklastketels en kunnen diverse toepassingen hebben, zo wordt in de glastuinbouw veelal een gasketel zonder rookgascondensatie vervangen, terwijl daarbuiten het eerder vervanging betreft van een

gasketel zonder rookgascondensatie. Daar EZK aangeeft niet te differentiëren, adviseren wij de gasketel zonder rookgascondensatie leidend te laten zijn voor het correctiebedragen

Tabel 8-7 geeft de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa. In tabel 8-8 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-7. Ketels op vaste biomassa 0,5-5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	0,95	0,95
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	415	400
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	25	24
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0033
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-8. Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5-5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,053	0,050
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	($TTF_{LHV} + EB + ODE$) / gasketelrendement		

8.6 Ketel op vaste of vloeibare biomassa \geq 5 MWth

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van een gasgestookte WKK. Net als in het advies van vorig jaar wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een snoeihout-gestookte stoomketel. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening voor de grotere industrie en niet als pieklastvoorziening en dus wordt verondersteld dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt. Daarom is voor deze categorie het aantal vollasturen op 7000 uur per jaar gesteld.

De installatie heeft een referentiegrootte van 10 MWth 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_x -emissie voldoende gereduceerd kan worden. Daarnaast is rekening gehouden met kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters. Ook ziet men in de praktijk dat civiele werken nodig zijn, inclusief funderingen en gebouw. Ten slotte wordt rekening gehouden met transport van stoom naar de nabijgelegen industrie. Voor de bijbehorende stoomleiding wordt een lengte van 500 meter gehanteerd. De bijbehorende specifieke investeringskosten worden daarbij gesteld op 15 €/kWth output. De mechanische en civiele werken zoals hierboven genoemd

vertegenwoordigen voor de meeste projecten een investeringsbedrag van maximaal 655 €/kWth 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. In het conceptadvies is een verlaging doorgevoerd naar 45 €/kWth output. In het advies wordt voor industriële stoomketels echter rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel. Dit bedrag is bepaald op 1 €/kWth output. Daarmee worden de vaste O&M-kosten dit jaar gezet op 46 €/kWth output. De variabele O&M-kosten worden op basis van eerdere bevindingen verlaagd naar 0,0038 €/kWth output. Hierin is rekening gehouden met een stijging van de O&M-kosten van 0,0003 €/kWth output als gevolg van de eerder benoemde verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven

Een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa (≥ 5 MW) is weergegeven in tabel 8-9. In tabel 8-10 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Zoals aangegeven gaat het hier om basislastketels voor de grotere industrie die vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backup-voorziening) hebben. Daarmee vervangt de basislastbiomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een must-run WKK toe te passen.

Tabel 8-9. Technisch-economische parameters voor Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	640	655
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	52	46
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0038
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	9,0	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	45	45

Tabel 8-10. Overzicht subsidieparameters Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,047	0,044
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}		

Warmtestaffel

De benodigde subsidie voor de productie van hernieuwbare warmte is afhankelijk van de hoeveelheid geleverde warmte. Het basisbedrag is hierboven berekend voor een specifiek aantal vollasturen. Dit aantal vollasturen is echter niet voor alle projecten haalbaar. Daarom is reeds een warmtestaffel ingevoerd. 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. Op verzoek van EZK begint de staffel pas bij 4500 vollasturen. De waarde die correspondeert met de referentie-installatie in het advies zonder warmtestaffel, is in tabel 8-11 geaccentueerd.

Tabel 8-11. Technisch-economische parameters en basisbedragen binnen de geadviseerde warmtestaffel voor de SDE++-2020 voor de categorie Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MWth

Vollasturen	Basisbedrag [€/kWh]	Investeringskosten [€/kW output]	O&M-kosten vast [€/kW output]	O&M-kosten variabel [€/kWh]
4500	0,047	496	32	0,0035
5000	0,046	528	35	0,0036
5500	0,046	559	38	0,0036
6000	0,045	591	41	0,0037
6500	0,045	623	43	0,0037
7000 (ref)	0,044	655	46	0,0038
7500	0,044	687	49	0,0039
8000	0,044	719	52	0,0039
8500	0,044	751	54	0,0040

8.7 Ketel op B-hout

Vorig jaar is een nieuwe categorie geopend voor grote ketels op B-hout. Deze ketels worden meestal ingezet voor warmtedistributie of in de grotere industrie. Het referentievermogen was vorig jaar 30 MW, maar dit blijkt aan de hoge kant gezien de basislast die de Nederlandse warmtenetwerken aankunnen, zeker als die netwerken worden gevoed door meerdere bronnen. Om recht te doen aan de SDE++-subsidie-effectiviteit en beter aan te sluiten bij de overige verbrandingscategorieën wordt de schaalgrootte daarom verlaagd naar 20 MW output.

Omdat dergelijke ketels relatief hoge investeringskosten en operationele kosten kennen, dient zoveel mogelijk in basislast (7500 uur per jaar of meer) gedraaid te worden. Daarom wordt het aantal vollasturen verhoogd naar 7500 uur. Net als bij de andere categorieën zijn de variabele O&M-kosten verhoogd met 0,0003 €/kWhth output als gevolg van de verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven.

Correctiebedrag

De grotere industrie heeft vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backupvoorziening). Daarmee vervangt de basislastbiomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een must-run WKK toe te passen.

Tabel 8-12. Technisch-economische parameters voor Ketel op B-hout

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW output]	30	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7500
Investeringskosten	[€/kW output]	875	875
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	52	52
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0043	0,0046
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	13,0	13,0
Brandstofprijs	[€/t]	0	0

In tabel 8-12 staan de technisch-economische parameters. In tabel 8-13 staan enkele subsidieparameters.

Tabel 8-13. Overzicht subsidieparameters Ketel op B-hout

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,030	0,027
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}		

8.8 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 8-14 staan de parameters met betrekking op een ketel op vloeibare biomassa. In tabel 8-15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Binnen deze categorie wordt uitgegaan van uitwisselen van fossiele olie door vloeibare biomassa in een bestaande (basislast)ketel in de industrie of in een bestaande (backup)ketel in een warmtenet. Dit zijn in de basis ketels zonder rookgascondensatie. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een ketel zonder rookgascondensatie toe te passen.

Tabel 8-14. Technisch-economische parameters voor Ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
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]	590	571

Tabel 8-15. Overzicht subsidieparameters Ketel op vloeibare biomassa

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,072	0,069
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	(TTF _{LHV} + EB + ODE) / gasketelrendement		

8.9 Ketel stoom uit houtpellets \geq 5 MWth

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

De referentieketel is een 30bar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MWth output. Daarmee is de schaalgrootte van de ketel gelijk aan die van afgelopen jaar. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90% te hebben. Net als vorig jaar is het aantal vollasturen warmteafzet op 8500 uur gesteld. Dit jaar wordt tevens rekening gehouden met de benodigde stoomleiding. Hiervoor wordt een lengte van 500 meter gehanteerd. De bijbehorende specifieke investeringskosten zijn gesteld op 15 €/kWth output. Dit levert in het totaal specifieke investeringskosten van 605 €/kWth output. In het ontwerp wordt rekening gehouden met een pelletopslag van ongeveer vier dagen.

Van de technische levensduur van een dergelijke installatie mag verwacht worden dat deze ten minste 12 jaar zal zijn. Een levensduur van 12 jaar wordt daarom ook dit jaar gehanteerd.

Voor industriële stoomketels wordt rekening gehouden met het pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel. Dit bedrag is bepaald op 1 €/kWth output. Daarmee worden de vaste O&M-kosten dit jaar vastgesteld op 46 €/kWth output.

De variabele O&M-kosten worden tevens gelijkgesteld aan die van vorig jaar. Dit betekent dat de vaste O&M-kosten gesteld worden op 45 €/kWth output en de variabele O&M-kosten gesteld worden op 0,0036 €/kWth output.

De technisch-economische parameters zijn weergegeven in tabel 8-16. In tabel 8-17 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Deze biomassaketels zijn voorzien als basislastketels voor de grotere industrie. Deze grotere industrie heeft vaak één of meerdere WKK's (basislast) in combinatie met één of meerdere ketels (backupvoorziening). Daarmee vervangt de basislast biomassaketel (een deel van) de productie van de basislast-WKK. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van een *must-run*-WKK toe te passen.

Tabel 8-16. Technisch-economische parameters voor Ketel stoom uit houtpellets \geq 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	20	20
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	8500	8500
Investeringskosten	[€/kWth output]	590	605
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	45	46
Variabele O&M kosten	[€/kWhth output]	0,0036	0,0036
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	170	180

*Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie.

Tabel 8-17. Overzicht subsidieparameters Ketel stoom uit houtpellets \geq 5 MWth

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,062	0,064
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF _{LHV}		

8.10 Ketel warmte uit houtpellets \geq 5 MWth

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 MWth output te zetten. De referentieketel is een warmwaterketel met een leveringsvermogen van 15 MWth. 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_x.

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.

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 net als vorig jaar gesteld op 560 €/kWth output.

De vaste en variabele O&M-kosten worden tevens gelijkgesteld aan die van vorig jaar. Dat wil zeggen dat de vaste O&M-kosten 30 €/kWth output bedragen en de variabele 0,0030 €/kWh output.

Overeenkomstig de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth* 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 8-18. In tabel 8-19 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Grote stadsverwarmingsnetten worden momenteel veelal gevoed door een combinatie van duurzame bronnen (restwarmte, warmte uit afvalverbranding), flexibele WKK's, gasketels en olieketels. Binnen dit spectrum zal de pelletketel naar verwachting na restwarmtebenutting komen en een deel van de productie van de WKK (middenlast) en ketels (piek) vervangen. Voor grote stadsverwarmingsnetten is de berekeningswijze voor het correctiebedrag van een *spark-spread*-WKK toe te passen, zoals in de SDE+ 2019. Meer generiek adviseren wij een berekeningswijze conform een *must-run*-WKK, ook met de wens van EZK om niet te veel te differentiëren in correctiebedragen meewegende.

Tabel 8-18. Technisch-economische parameters voor Ketel warmte uit houtpellets

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MWth output]	15	15
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6000	6000
Investeringskosten	[€/kWth output]	560	560
Vaste O&M-kosten	[€/kWth output]	30	30
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	0,0030	0,0030
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	17,0	17,0
Brandstofprijs*	[€/t]	170	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie.

Tabel 8-19. Overzicht subsidieparameters Ketel warmte uit houtpellets

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,065	0,066
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF _{LHV}		

8.11 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). Deze categorie is niet bestemd voor meestook, daarom geldt onder andere 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 referentie grootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MWth. 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 voor de branders zijn vorig jaar begroot op 60 €/kWth output. In de praktijk blijken de kosten hiervoor 10 tot 20 €/kWth output lager. Voor de opslag en de aanvoer van het houtstof naar de branders worden kosten van respectievelijk 11 en 14 €/kWth output meegenomen. Voor een hamermolen wordt 10,5 €/kW output gerekend. Alles bij elkaar leidt dit ertoe dat we dit jaar rekenen met een totale investeringskosten van 80 €/kWth 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 €/kWth output. Voor de brandstofkosten voor poederhout wordt uitgegaan van houtpellets die ter plekke vermalen worden (een hamermolen is opgenomen in de investeringskosten). Tabel 8-20 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie. In tabel 8-21 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Correctiebedrag

Deze categorie vervangt direct gasverbruik. Derhalve wordt geadviseerd de berekeningswijze van het correctiebedrag van directe inzet van houtpellets toe te passen.

Tabel 8-20. Technisch-economische parameters voor Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	10	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	3000	3000
Investeringskosten	[€/kW output]	96	80
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]	170	180

* Dit is inclusief een opslag voor certificering/verificatie

Tabel 8-21. Overzicht subsidieparameters Biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,051	0,052
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Berekeningswijze correctiebedrag	TTF _{LHV} + EB + ODE		

8.12 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth

De categorie levensduurverlenging is van toepassing op lopende projecten waarvan de subsidieperiode binnen enkele jaren eindigt. Dit betreft in eerste instantie een aantal aanvragen die bestaan uit een stoomketel waaraan een stoomturbine gekoppeld is. De geproduceerde stoom wordt gedeeltelijk gebruikt voor industriële processen en gedeeltelijk voor het opwekken van elektriciteit. Aangezien de overige biomassaverbrandingscategorieën in het voorliggende advies uitgaan van productie van warmte of hernieuwbaar gas, wordt voor de cate-

gorie levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth tevens uitgegaan van warmteproductie.

De referentie-installatie verstoekt snoei- of dunningshout in een stoomketel. De ketel heeft een referentie-grootte van 10 MWth 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, middels een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet of omgezet naar elektriciteit middels een stoomturbine. Het rendement van de stoomketel wordt gesteld op 90%, gelijk aan het rendement in de categorie ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth.

In deze categorie worden geen kosten voor herinvesteringen opgenomen. Er wordt vanuit gegaan dat de installatie gedurende de lopende subsidieperiode deugdelijk onderhouden is. De vergoede onderhoudskosten in de lopende periode bieden hiervoor voldoende ruimte.

De vaste onderhoudskosten en de variabele onderhoudskosten zijn gelijkgesteld aan die van de categorie *Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth*. Deze onderhoudskosten houden rekening met langetermijnonderhoud en kosten voor inzet van gebruiksmiddelen voor rookgasreiniging. Voor de kosten van asafzet is rekening gehouden met de eerder benoemde verhoging van de afvalstoffenbelastingtarieven. Vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor (uitbesteed) onderhoud en tevens 0,5 fte aan loonkosten voor bedrijfsvoering.

Aangezien de lopende beschikkingen 8000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd. De subsidieduur bedraagt 12 jaar, in lijn met andere categorieën voor biomassastoomketels. Een overzicht van de technisch-economische parameters voor ketels op vaste biomassa (≥ 5 MW) is weergegeven in tabel 8-22. In tabel 8-23 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 8-22. Technisch-economische parameters voor Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[MW]	n.a.	10
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	n.a.	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	n.a.	0
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	n.a.	45
Variabele O&M-kosten	[€/kWh output]	n.a.	0,0038
Energie-inhoud brandstof	[GJ/t]	n.a.	9,0
Brandstofprijs	[€/t]	n.a.	45

Tabel 8-23. Overzicht subsidieparameters Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++ 2020	[€/kWh]	0,031
Looptijd subsidie	[jaar]	12
Berekeningswijze correctiebedrag	90% x TTF_{LHV}	

9 Bevindingen

vergisting van biomassa

9.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de categorieën gerelateerd aan vergisting van biomassa. Een belangrijke verandering die vorig jaar is ingezet, is de samenvoeging van de categorieën voor allesvergisting en covergisting in een generieke grootschalige vergistingscategorie. Daarnaast wordt onderscheid gemaakt in kleinschalige en grootschalige monomestvergisting. In het huidige advies volgen we dezelfde indeling in vergistingscategorieën.

Voorafgaand aan de bevindingen van de verschillende categorieën wordt in paragraaf 9.1.1 een overzicht gegeven van de gehanteerde biomassaprijzen. Daarna worden in de achterenvolgende paragrafen de onderstaande categorieën besproken:

- Grootschalige vergisting
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest ≤ 400 kW
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest > 400 kW
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties
- Warmte uit compostering

9.1.1 Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

In de categorie grootschalige vergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie, waar het prijsniveau bepaald wordt door veevoedermarkten. Bij de bepaling van de referentieprijz wordt gebruikgemaakt van de vijfjarige gemiddelde trend van veevoerders (sniijmais), op basis van gegevens van het LEI, om te voorkomen dat jaarlijkse schommelingen grote invloed krijgen op de berekende basisbedragen. Op basis van deze methode zou de prijs uitkomen op 27,5 €/t (0,3 €/t lager dan de referentieprijz van vorig jaar). Uit marktconsultaties blijkt dat de grondstofkosten eerder toenemen, maar ook dat het onwenselijk is om nieuwe vergistingsinstallaties een hogere SDE+-vergoeding te geven dan bestaande installaties; het zou een prijsopdrijvend effect van concurrentie om schaarser wordende biomassa grondstoffen kunnen veroorzaken. Daarom blijft de referentieprijz voor de SDE++ 2020 ongewijzigd op 27,8 €/t bij een biogasproductie van 3,4 GJ/t (zie tabel 9-1).

Voor kleinschalige monomestvergisting is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal. De referentie-installatie is gebaseerd op voornamelijk mest uit het eigen bedrijf. De prijs van mest (grondstofkosten) wordt daarom op nul gezet. Zonder de vergistingsinstallatie zou de mest op het eigen bedrijf worden aangewend of worden afgevoerd. Met de vergistingsinstallatie geldt hetzelfde, maar dan voor digestaat. We hanteren een gemiddelde biogasopbrengst van 25 m³ per ton dierlijke mest, ofwel 0,53 GJ/t (op basis van 21 MJ/m³ biogas). In de categorie grootschalige monomestvergisting gelden dezelfde uitgangspunten voor biogasopbrengst.

Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in zijn algemeenheid het poorttarief, ofwel dat geld wordt toegegeven bij aflevering, van mest nodig om te kunnen renderen zonder vergistingsinstallatie. Daartegenover staan kosten voor de afvoer of verwerking van het digestaat. In de SDE++-advisering en berekeningen hanteren we het uitgangspunt van neutrale kosten voor mestaanvoer en -afvoer omdat de SDE++-systematiek niet bedoeld is voor subsidiëring van mestverwerking. Daarom wordt een netto prijs van 0 €/t voor de mest ten behoeve van de vergistingsinstallatie verondersteld.

Tabel 9-1. Biomassaprijzen voor grootschalige vergistingsinstallaties SDE++ 2020 in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput [GJ/t]	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentieprijis biogas [€/GJ]	Referentieprijis (2014)** (€/2014/GJ)	Referentieprijis (2014) (€/GJ)
Grootschalige vergisting	3,4	27,8	8,2	10,4*	10,7*
Monomestvergisting ≤400 kW	0,53	0	0	0	0
Monomestvergisting >400 kW	0,53	0	0	0	0

De energie-inhoud van vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton. De referentieprijis is gegeven in € per GJ biogas.

* Op basis van covergistingsinput.

** De referentieprijis uit 2014 wordt hier getoond, omdat deze prijs conform de uitgangspunten door EZK als maximaal subsidiabele biomassaprijis gezien wordt.

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 referentiesubstraat input wordt uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotsmiddelenindustrie.

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 m³ per uur ofwel 591 m³ per uur hernieuwbaar gas. Het geproduceerde biogas wordt opgewerkt tot hernieuwbaar gas. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op €6,9 miljoen. De vaste O&M-kosten worden geschat op €0,6 miljoen per jaar.

Tabel 9-2 geeft de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas voor grootschalige vergisting. In tabel 9-3 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Merk op dat de basisbedragen zijn berekend op basis van een zelfstandige installatie en niet op basis van een hub-aansluiting.

Tabel 9-2. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentiegrootte	MW input	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	675	880
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	349	404
Vaste O&M-kosten (vergister)	[€/kW input]	111	111
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-3. Subsidieparameters grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,062	0,064
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.2.2 Grootschalige vergisting gecombineerde opwekking

Als referentie voor deze categorie wordt uitgegaan van een vergister met een schaal van 2,3 MW_e (5,5 MW_{th} 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 bijvoorbeeld hygiënisering van de reststroom. 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. De totale investeringen voor de referentie-installatie worden geschat op € 4,9 miljoen. De vaste O&M-kosten bedragen € 0,4 miljoen per jaar.

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 grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentie grootte	[MW _{th} input]	5,5	5,5
Interne warmtevraag	% biogas	5%	5%
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	2,6	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7300	7300
Maximaal elektrisch rendement		41%	41%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	898	898
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input]	81	81
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-5. Subsidieparameters grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,070	0,067
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,07	1,07
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7622	7622

9.2.3 Grootschalige vergisting warmte

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 deels gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie. De investeringen in de vergistingsinstallatie bedragen € 4,1 miljoen. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 0,2 miljoen per jaar.

In tabel 9-6 staan de technisch-economische parameters behorende bij grootschalige vergisting voor hernieuwbare warmte. Tabel 9-7 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-6. Technisch-economische parameters grootschalige vergisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW input]	5,5	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,7	4,7
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	5%	5%
Investeringskosten	[€/kW output]	879	879
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	44	44
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	3,4	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8	27,8

Tabel 9-7. Subsidieparameters grootschalige vergisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,062	0,060
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest

9.3.1 Monomestvergisting ≤ 400 kW, hernieuwbaar gas

De referentie-installatie voor kleinschalige monomestvergisting is gebaseerd op voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Het referentiesysteem voor deze categorie heeft een ruwbiogasproductie van 47 m³ per uur (of 30 m³ per uur hernieuwbaar gas). De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt extern ingekocht, opgewekt met een warmtepomp of afgenomen van een houtketel tegen gemiddeld 7,5 €/GJ. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. De totale investeringen in de vergistingsinstallatie, inclusief de opwaardering naar hernieuwbaar gas, worden geschat op € 0,9 miljoen. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 92.000 per jaar.

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 monomestvergisting ≤ 400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentiegrootte	[kW input]	345	270
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW input]	3500	3300
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	284	340
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-9. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,087	0,088
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3.2 Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte en elektriciteit is gebaseerd op een situatie met 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_e. Bij elektriciteit is technisch sprake van een WKK-installatie, waarbij de 59 kW_{th} warmte grotendeels gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze bijvoorbeeld wordt ingezet voor hygiënisering. Veronderstelde benodigde investeringen bedragen €0,4 miljoen en de vaste O&M-kosten worden geschat op € 24.000 per jaar.

In tabel 9-10 staan de technisch-economische parameters van kleinschalige monomestvergisting voor elektriciteit en warmte. Tabel 9-11 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-10. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[kW _{th} input]	123	123
Interne warmte vraag	% biogas	18%	18%
Elektrisch vermogen	[kW _e]	39	39
Thermisch outputvermogen	[kW _{th} output]	59	59
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5300	5300
Maximaal elektrisch rendement		32%	32%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	3348	3348
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-11. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,127	0,121
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	6374	6374

9.3.3 Monomestvergisting ≤400 kW, warmte

De referentie-installatie voor de productie van warmte is gebaseerd op een situatie met voornamelijk mest uit eigen bedrijf. Er is uitgegaan van een vergister op boerderijschaal met eenzelfde schaalgrootte als bij gecombineerde opwekking. Het biogas wordt geleverd aan een hub, waar het verstuikt wordt in een gasketel. Veronderstelde benodigde investeringen bedragen € 0,4 miljoen en de vaste O&M-kosten worden geschat op € 18.000 per jaar.

In tabel 9-12 staan de technisch-economische parameters van vergisting van uitsluitend dierlijke mest voor warmte. In tabel 9-13 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-12. Technisch-economische parameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[kW input]	123	123
Outputvermogen	[kW output]	91	91
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	18%	18%
Investeringskosten	[€/kW output]	3916	3916
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	196	196
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,63	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-13. Subsidieparameters monomestvergisting ≤400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,103	0,098
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3.4 Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Voor deze categorie is gekozen voor uitsluitend dierlijke mest met een productiecapaciteit van circa 750 m³ per uur ruw biogas, ofwel 619 m³ per uur hernieuwbaar gas, als referentie-installatie. De mestinput is bijna 300 kton per jaar. Het bestaat uit een mengsel van varkensmest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in een verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op 25 m³ biogas per ton mest te liggen. De referentie voor het opwaarderen van het biogas is de membraantechnologie. Deze technologie is goed schaalbaar. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt met een warmtepomp of een houtketel, of ingekocht tegen 5 €/GJ (bandbreedte 4 tot 6 €/GJ).³² De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net. Totale investeringskosten voor de referentie-installatie worden geschat op € 12,8 miljoen. De vaste O&M-kosten worden geschat op € 1,6 miljoen per jaar.

Tabel 9-14 geeft een overzicht van technisch-economische parameters voor de productie van hernieuwbaar gas via grootschalige vergisting van uitsluitend dierlijke mest. In tabel 9-15 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

³² Grootschalig inkopen van warmte is goedkoper, maar dat is geen optie voor kleinschalige vergisters. Daarom is dit bedrag lager dan de prijs waarmee wordt gerekend bij monomestvergisting op boerderijschaal (paragraaf 9.3.1).

Tabel 9-14. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentiegrootte	[MW input]	5,5	5,5
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Investeringskosten (vergister)	[€/kW input]	1980	1980
Investeringskosten (gasopwaardering)	[€/kW output]	350	350
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	291	291
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-15. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,071	0,068
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.3.5 Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

De referentiegrootte van deze installatie komt overeen met die voor de productie van hernieuwbaar gas; een productiecapaciteit van 954 m³ per uur ruw biogas en een gemiddelde gasopbrengst van 25 m³ biogas per ton. 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 bijvoorbeeld 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. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 12,1 miljoen en vaste O&M-kosten op € 1,1 miljoen per jaar.

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 monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW _{th} input]	5,5	5,5
Elektrisch vermogen	[MW _e]	2,3	2,3
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	2,6	2,6
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	6800	6800
Maximaal elektrisch rendement		41%	41%
Investeringskosten	[€/kW _{th} input]	2203	2203
Vaste O&M-kosten	[€/kW _{th} input]	198	198
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-17. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,077	0,074
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	1,00	1,00
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	7353	7353

9.3.6 Monomestvergisting >400 kW, warmte

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_{th}. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 11,3 miljoen en vaste O&M-kosten op € 0,6 miljoen per jaar.

In tabel 9-18 staan de technisch-economische parameters van monomestvergisting voor warmte. In tabel 9-19 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-18. Technisch-economische parameters monomestvergisting >400 kW, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW input]	5,5	5,5
Outputvermogen	[MW output]	4,6	4,6
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	7000	7000
Interne warmtevraag	[% biogas]	30%	30%
Investeringskosten	[€/kW output]	2478	2478
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	121	121
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,58	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0	0

Tabel 9-19. Subsidieparameters monomestvergisting >400 kW, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,065	0,062
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

Slibgisting heeft meerdere functies, onder andere de reductie van proceskosten, verbeterde ontwatering, 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 primair 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, warmtebehandeling en meertrapsvergisting.

Na overleg met de Unie van Waterschappen en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is een techniekneutrale categorie opgesteld voor de productie van extra biogas uit zuiverings-slib. Projecten moeten bij de aanvraag aantonen dat ze de bestaande biogasproductie met minimaal 25% kunnen verhogen. De installatiedelen die verantwoordelijk zijn voor de meerproductie van biogas moeten nieuw zijn.

De referentietechnologie voor de berekening van het basisbedrag is nieuwe thermofiele vergisting. Dit is de meest kosteneffectieve technologie om meer biogas te produceren uit dezelfde hoeveelheid slib. De aannames en het geadviseerde basisbedrag is op dezelfde technisch-economische parameterwaarden gebaseerd als het advies voor 2019. De volgende paragrafen presenteren de bevindingen voor de volgende categorieën:

- Verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties
 - hernieuwbaar gas (9.4.1)
 - gecombineerde opwekking (9.4.2)
 - warmte (9.4.3)
- Bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, hernieuwbaar gas (9.4.4)

9.4.1 Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

In het geval van het vergisten van secundair slib wordt een nieuwe installatie gebouwd bij of nabij een bestaande waterzuiveringsinstallatie. Om een zekere economische schaalgrootte te bereiken wordt reeds behandeld secundair slib afkomstig van meerdere RWZI's aangevuld met slib of vergelijkbare cosubstraten van derden. Als referentie gaan we uit van een thermofiele biogasinstallatie met een capaciteit van circa 152 kton per jaar. De biogasproductie bedraagt ongeveer 2,6 miljoen kuub per jaar. Dit komt overeen met een productiecapaciteit van circa 130 m³ hernieuwbaar gas per uur. Als referentie-gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente hernieuwbaar-gasprojecten is toegepast.

Door het slib op locatie te vergisten worden transport- en verwerkingskosten à €64 per ton vermeden. Deze waarde is gekozen als laagste prijs: indien gerekend wordt met nog lagere slibverwerkingsprijzen zal het basisbedrag zeer sterk toenemen, terwijl het gehele waterzuiveringsproces goedkoper wordt. 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.

De geschatte investeringsomvang bedraagt € 10,5 miljoen voor de vergistingstanks met bijbehorende apparatuur en de opwaardeerinstallatie. De operationele kosten worden geschat op € -0,8 miljoen per jaar. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. Het rendement van de gasproductie is circa 61%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Tabel 9-20 geeft de technisch-economische parameters van productie van hernieuwbaar gas bij de RWZI. In tabel 9-21 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-20. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Referentiegrootte	[MW input]	1,9
Vollasturen	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	9106
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-676
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	0,36
Grondstofkosten	[€/t]	-

Tabel 9-21. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,048	0,042
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4.2 Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Voor deze categorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt. De biogasproductie bedraagt ongeveer 2,6 miljoen kuub per jaar en voedt een WKK. Ongeveer de helft van de warmte uit de WKK wordt gebruikt voor het op temperatuur houden van de tanks. Het aantal vollasturen per jaar bedraagt 8,000 voor elektriciteit en 4,000 voor warmte. De geschatte investeringsomvang bedraagt €10,5 miljoen voor de vergistingstanks met bijbehorende apparatuur en de gasmotor-WKK. De O&M-kosten worden geschat op € -0,8 miljoen per jaar voor gecombineerde opwekking.

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. De case is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 €/ton die wordt uitgespaard. Dit komt tot uitdrukking in het negatief bedrag bij de O&M-kosten.

In tabel 9-22 staan de technische-economische parameters, terwijl tabel 9-23 het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergeeft.

Tabel 9-22. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW _{th} input]	1,9
Elektrisch vermogen	[MW _e]	0,7
Thermisch outputvermogen	[MW _{th} output]	0,92
Vollasturen elektriciteitsafzet	[uur/jaar]	8000
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	4000
Maximaal elektrisch rendement		37%
Investeringskosten	[€/kW _e]	6485
Vaste O&M-kosten	[€/kW _e]	-493

Tabel 9-23. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,051	0,044
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12
Warmtekrachtverhouding	[E:W]	0,66	0,66
Samengesteld aantal vollasturen	[uur/jaar]	5729	5729

9.4.3 Verbeterde slibgisting, warmte

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is ook gebaseerd op thermofiele vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW input toegepast, met een thermische output van 1615 kW_{th}. Investeringskosten voor de installatie worden geschat op € 9,8 miljoen en vaste O&M-kosten op € -0,8 miljoen per jaar.

In tabel 9-24 staan de technisch-economische parameters van RWZI voor warmte. In tabel 9-25 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

Tabel 9-24. Technisch-economische parameters verbeterde slibgisting, warmte

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW input]	1,9	1,9
Outputvermogen	[MW output]	1,6	1,6
Vollasturen	[uur/jaar]	7000	7000
Investeringskosten	[€/kW output]	6049	6049
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	-493	-493

Tabel 9-25. Subsidieparameters verbeterde slibgisting, warmte

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,034	0,029
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.4.4 Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Sinds vorig jaar (SDE+ 2019) is voor RWZI's een categorie voor bestaande slibgisting toegevoegd. Dit zijn slibgistingsinstallaties die geen extra biogas produceren; er is dus geen sprake van verbeterde slibgisting, maar het betreft projecten voor het opwaarderen van biogas tot hernieuwbaar gas dat ingevoed kan worden in het aardgasnet. De veronderstelde investeringen bedragen € 1,5 miljoen en de O&M kosten € 0,2 miljoen per jaar.

In tabel 9-26 staan de technisch-economische parameters van deze categorie. Tabel 9-27 geeft het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weer.

Tabel 9-26. Technisch-economische parameters bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentie grootte	[MW input]	1,9	1,9
Vollasturen	[uur/jaar]	8000	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	1060	1060
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	109	109

Tabel 9-27. Overzicht subsidieparameters bestaande slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hernieuwbaar gas)

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	0,032	0,030
Looptijd subsidie	[jaar]	12	12

9.5 Bevindingen warmte uit compostering bij champignonkwekerijen

Op basis van de bevindingen beschreven in dit hoofdstuk wordt geadviseerd een nieuwe categorie voor SDE++-subsidie te openen voor de productie van duurzame warmte uit compostering bij champignonkwekerijen. De nadruk ligt hier op de productie van duurzame energie of het vermijden van methaan dan wel CO₂-emissies.

9.5.1 Achtergrond

Bij composteren wordt organische stof aeroob omgezet in humus. Het proces is exotherm en er komt dus warmte vrij. Composteren is een relatief simpele, oude en bewezen techniek die in Nederland veelvuldig wordt toegepast, met name voor groenafval.

Het type installatie dat hier nader wordt onderzocht betreft een locatie waar residuen uit de champignonkweek worden gebruikt. In Nederland zijn er diverse locaties waar hernieuwbare warmte op deze manier gewonnen kan worden. Deze installaties verschillen om enkele redenen van de standaard grootschalige composteringsinstallaties:

- De installatie staat direct bij of in de nabijheid van de champignonkwekerij, terwijl composteringsinstallaties vaak grootschalig zijn en centraal staan opgesteld.
- Champost is doorgaans geen grondstof voor compostering, al is in het verleden wel geëxperimenteerd met composteren van mest (champost bestaat deels uit mest).
- De proceswarmte wordt teruggewonnen en kan worden geleverd aan nabijgelegen warmtevragers, zoals glastuinbouw en open tuinbouw.

- Alle composteertunnels, technische installaties en opslagfaciliteiten zijn inpandig. De laad- en losfaciliteiten overigens niet.

De afvoer van champost in Nederland is al jaren een probleem. Door de status van dierlijke mest is lokale afzet (of afzet in Duitsland) vrijwel onmogelijk en wordt het product noodgedwongen over grote afstanden getransporteerd. Dit leidt tot hoge kosten voor de champignonkwekers. Er zijn in het verleden diverse routes onderzocht om de champost kosteneffectief te verwerken zoals vergisting, verbranding, vergassing en raffinage. Door het hoge gehalte aan as en zouten in de grondstof is doorgaans sprake van een groot aantal technische (en financiële) problemen waarvoor tot nu toe nog geen goed werkende oplossing is.

9.5.2 Beschrijving referentie-installatie compostering

Aangenomen is dat composteringsinstallaties van champost in de toekomst centraal geplaatst zullen worden, dus niet bij de champignonkwekers zelf. De typische businesscase zoals voorgesteld is daarom groter dan de huidige proeflocatie(s). Qua categorie beperken we ons tot grootschalige compostering, met warmtelevering van meer dan 500 kW. De warmte wordt geleverd daar waar vraag is, bijvoorbeeld aan de glastuinbouw, kwekerijen, woningen, kantoren, utiliteit en warmtenetwerken.

Een eenvoudige massabalans leert dat ongeveer 60 duizend ton champost per jaar tegen 1,99 GJ/t wordt omgezet in 40 duizend ton schoon water (en afbraak van organische stof) en 20 duizend ton compost. Omdat deze categorie geldt voor alle grondstoffen en we alleen de meerkosten ten gevolge van de productie van duurzame energie berekenen, worden de kosten of opbrengsten van de ingaande en uitgaande stromen nihil verondersteld.

De investeringskosten van een composteringsinstallatie van 6,4 MW input en 5,5 MW output worden geschat op ongeveer €6 miljoen; de vaste O&M-kosten op €500 duizend per jaar. Eventuele kosten gerelateerd aan de inkoop van CO₂ (bijvoorbeeld in het geval composteringwarmte een WKK in de glastuinbouw vervangt) zijn geen onderdeel van SDE++-subsiëring en worden dus niet meegenomen in de berekeningen.

In tabel 9-28 staan de technisch-economische parameters voor warmtelevering via composteren van biomassa. Tabel 9-29 geeft vervolgens het voorgestelde basisbedrag en enkele andere subsidieparameters.

Tabel 9-28. Technisch-economische parameters warmtelevering uit compostering >500 kW

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	[MW output]	5,5
Vollasturen warmteafzet	[uur/jaar]	5200
Investeringskosten	[€/kW output]	1078
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	91
Thermisch rendement	%	87%
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	1,99
Grondstofkosten	[€/t]	-

Tabel 9-29. Subsidieparameters warmtelevering uit compostering >500 kW

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	-	0,043
Looptijd subsidie	[jaar]	-	12

9.6 Bevindingen levensduurverlening bestaande vergistingsinstallaties

Het ministerie van EZK heeft aan het PBL gevraagd te onderzoeken welke subsidie nodig zou zijn voor een (co)vergister na afloop van de SDE+-subsidieperiode. Op basis van onderstaande analyse wordt geadviseerd om een nieuwe categorie verlengde levensduur voor biogasinstallaties open te stellen.

Met behulp van SDE+-subsidie zijn sinds 2008 diverse soorten vergistingsinstallaties tot stand gekomen, waarvan de eerste lichter inmiddels aan het eind van de 12-jaars subsidieperiode komt. Vanwege de grote variatie in vergisters en wijzigingen in categorieën is het ondoenlijk om voor alle bestaande categorieën berekeningen te maken voor verlenging levensduur. Het voorstel is om één categorie te openen waarop alle bestaande vergisters kunnen indienen.

Op grond van de door EZK meegegeven uitgangspunten, gaan we hierbij uit van de goedkoopste manier om deze reeds afgeschreven installaties te kunnen bedrijven. De producent krijgt de mogelijkheid om in plaats van warmte en elektriciteit hernieuwbaar gas te gaan produceren. Er is hier gekozen voor een standaard vergister van 36 kton input per jaar die grotendeels (75%) draait op dierlijke drijfmest als referentie-installatie. De mestinvoer bestaat uit een mengsel van varkensmest en rundveemest met een gemiddelde biogasopbrengst van 25 m³ per ton. Het mengsel kan eventueel worden aangevuld met laagwaardige substraten (bijlage Aa van de Meststoffenwet).

De biogasproductie bedraagt dan 2,2 miljoen kuub per jaar waarvan ongeveer 8% nodig is om de vergister op temperatuur te houden ingeval van hernieuwbare gasproductie. Als de producent besluit hernieuwbaar gas te produceren dient additioneel geïnvesteerd te worden in een opwerkingsinstallatie. Deze investeringsomvang wordt geschat op €1,1 miljoen voor een installatie van 270 kuub biogas per uur. Aanvullend gaan we nog uit van €1,0 miljoen investering in vervanging van het dak, geavanceerde besturing, noodzakelijke extra milieu-maatregelen (filters, wassers) en dergelijke. Aannee is voorts dat de vergister goed is onderhouden waardoor niet nogmaals geïnvesteerd hoeft te worden in pompen, peddels, invoer of opslagfaciliteiten. De operationele kosten omvatten vooral de inkoop van biomassa, elektriciteit voor de vergisters en de opwerking alsmede de mankracht voor het bedrijven van de vergister en bedragen ongeveer €0,7 miljoen per jaar.

In tabel 9-30 staan de technisch-economische parameters van levensduurverlenging voor grootschalige vergisting voor de productie van hernieuwbaar gas.

Tabel 9-30. Technisch-economische parameters levensduurverlenging grootschalige vergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Referentie grootte	[MW input]	n.a.	1,55
Vollasturen	[uur/jaar]	n.a.	8000
Interne warmtevraag	[% biogas]	n.a.	8%
Investeringskosten	[€/kW output]	n.a.	1400
Vaste O&M-kosten	[€/kW input]	n.a.	450
Energie-inhoud substraat	[GJ biogas/t]	n.a.	1,25
Grondstofkosten	[€/t]	n.a.	0

Tabel 9-31. Subsidieparameters levensduurverlenging vergisting

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	[€/kWh]	-	0,077
Looptijd subsidie	[jaar]	-	12

9.7 Basisbedragen vergisting en compostering

Deze paragraaf sluit de bevindingen af voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op vergisting van biomassa, slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties, warmte uit compostering en verlengde levensduur van bestaande vergistingsinstallaties. Tabel 9-32 bevat een samenvatting van de geadviseerde SDE++ 2020-basisbedragen voor de verschillende vergistingscategorieën.

Tabel 9-32. Overzicht basisbedragen advies SDE++ 2020

Categorie	Energie-drager	Advies basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Vollasturen [W/E] [samengesteld]	WK-Verhouding	Advies basisbedrag SDE+ 2019 [€/kWh]
Grootschalige vergisting	G	0,064	8000	-	0,062
	WKK	0,067	7300/8000 7622	1,07	0,070
	W	0,060	7000	-	0,062
Monomestvergisting ≤400 kW	G	0,088	8000	-	0,087
	WKK	0,121	5300/8000 6374	1,0	0,127
	W	0,098	7000	-	0,103
Monomestvergisting >400 kW	G	0,068	8000	-	0,071
	WKK	0,074	6800/8000 7353	1,0	0,077
	W	0,062	7000	-	0,065
Verbeterde slibgisting	G	0,042	8000	-	0,048
	WKK	0,044	4000/8000 5729	0,66	0,051
	W	0,029	7000	-	0,034
Bestaande slibgisting	G	0,030	8000	-	0,032
Warmtelevering door compostering van biomassa >500 kW	W	0,043	5200	-	-
Verlengde levensduur grootschalige vergisting	G	0,077	8000	-	-

10 Bevindingen daglichtkas

10.1 Inleiding

De daglichtkas voor de glastuinbouw is een zonzvolgend thermisch systeem voor het oogsten van warmte uit zonlicht. Er wordt gebruikgemaakt van (bijna) het gehele kasdek voor het invangen van de warmte, waarin lenzen (geplaatst in dubbelglas) zorgen voor het focussen van de zonlichtbundel op een vrijhangende zonzvolgende warmtecollector. De daglichtkas is gunstig voor gebruik in de sierteelt, waar direct zonlicht vermeden dient te worden.

De SDE++ is bedoeld om op een kosteneffectieve manier bij te dragen aan het bereiken van een emissiereductie van 49% in 2030 (Verbreiding SDE+, 23 november 2018). Belangrijk hierbij is dat de onrendabele top van een techniek goed kan worden bepaald en dat deze passend is voor ingediende projecten. De daglichtkas kon tot en met 2017 gebruikmaken van de categorie zonthermie in de SDE+-regeling. De daglichtkas wijkt echter sterk af van het in SDE+ gedefinieerde referentiesysteem voor de categorie zonthermie, waardoor de daglichtkas mogelijk een lagere onrendabele top zou hebben. Sinds 2018 wordt de daglichtkas niet langer toegestaan binnen de categorie zonthermie. In dit conceptadvies voor de verbredingsopties in SDE++ 2020 wordt het concept nader gekwantificeerd, zodat het systeem op gepaste wijze gestimuleerd kan worden (DGKE-E / 19063181, 9 april 2019).

Daartoe wordt in dit rapport eerst het referentiesysteem beschreven, dat daarna nader ingevuld wordt qua kosten. Ten slotte wordt het resulterende basisbedrag gepresenteerd.

De daglichtkas is geschikt voor de teelt van potplanten en een aanzienlijk deel van de snijbloemen. Glastuinbouw Nederland schat het potentieel op 25% à 50% van het sierteeltareaal. Onder de aanname dat 30% tot 50% van de nieuw te bouwen kassen in die sector voor de daglichtkas kiest kan er volgens Glastuinbouw Nederland in de periode tot 2030 wellicht voor 100 tot 350 hectare van dit type kas gerealiseerd worden.

Tijdens de marktconsultatie zijn relevante punten ingebracht, die in dit Eindadvies doorgevoerd zijn. Dit betreft onder andere de systeemgrenzen (meten aan de condensorzijde van de warmtepomp) en daarmee ook het meenemen van de elektriciteitsinput voor de warmtepomp. Het verminderde gasverbruik als gevolg van toepassing van dubbelglas is geëvalueerd voor de variant waarin 100% van de investeringskosten meegenomen wordt, maar deze besparing in het uiteindelijke basisbedrag (waarin 40% van de investeringskosten beschouwd worden) niet meegenomen.

10.2 Referentie-installatie

De daglichtkas is een kasontwerp met een kasdek dat met behulp van ingebouwde lenzen invallend zonlicht bundelt en daarmee vrijhangende warmtecollectorbuizen verhit. Het warmtevoerende medium draagt haar energie via een open buffersysteem over aan een dagopslag en seizoens-warmte-koudeopslag met warmtepomp, waar de warmte kan worden opgewaardeerd voor verwarming van de kas. De collectorbuizen bewegen mee met de zon en blijven zo in het brandpunt van de lenzen in het kasdek. Omdat het directe zonlicht met het systeem tegengehouden en diffuser verdeeld wordt, is een bijkomend voordeel een betere groei en toegenomen opbrengst voor de ondernemer, vooral voor ondernemingen waar schaduwminnende potplanten worden geteeld. Met de daglichtkas kan (voor een deel) in de eigen warmtebehoefte worden voorzien (bron: 'Kas als Energiebron', Glastuinbouw Nederland). In de daglichtkas zijn de volgende componenten aanwezig:

- Kasdek met geïntegreerde lenzen
- Collectorbuizen met zonvolgsysteem
- Seizoensopslag warmte in ondergrondse warmte-koudeopslag (WKO)
- Warmtepomp
- Installatiecomponenten elektrisch en thermisch

De daglichtkas kent verder nog vaste en variabele en onderhouds- en bedrijfskosten en, voor het aandrijven van de warmtepomp, kosten voor de inkoop van elektriciteit. Eventuele aankoop van CO₂ voor bemesting van het gewas is niet opgenomen. Voor de daglichtkas is een spreiding in de kosten te verwachten omdat deze afhankelijk zijn van specifieke bedrijfsomstandigheden; in dit rapport wordt echter niet met een spreiding gerekend.

In SDE++ wordt een onrendabele top bepaald, die gedefinieerd wordt door het verschil in basisbedrag en de prijs van warmte in het geval er sprake zou zijn van géén daglichtkas (in SDE++-termen: het correctiebedrag).

Om het correctiebedrag te bepalen moet vastgesteld worden hoe de warmte in de situatie zonder daglichtkasconcept opgewekt zou worden. Dit kan bijvoorbeeld met een gasketel, een warmtekrachtkoppeling maar ook met een warmtepomp gekoppeld aan een WKO. Om de daglichtkas te vergelijken met de standaardsituatie is het nodig om vast te stellen welk type systeem dat is. In dit conceptadvies wordt er van uitgegaan dat de daglichtkas vergeleken wordt met een warmtekrachtinstallatie, al zullen er ook situaties zijn waarin de maatregel een gasketel vervangt.

In de referentiekas is er een elektriciteitsverbruik door het toepassen van kunstmatige belichting. Dit verbruik hoeft vanwege de eigenschappen van het kasdek niet plaats te vinden in de daglichtkas. De variant waar 100% van de investeringskosten beschouwd wordt krijgt een korting op het elektriciteitsverbruik om te compenseren voor de door vermeden belichting uitgespaarde elektriciteit.

In de volgende paragraaf worden de kosten gekwantificeerd.

10.3 Kostenbevindingen

De hier gepresenteerde berekeningswijze is een vereenvoudiging van de werkelijke situatie. De daglichtkas is een complex systeem van meerdere warmte-koudebronnen, warmtepompen, opslag en WKK-installaties. In dit conceptadvies worden de kosten meegenomen voor de zonnecollector, het zonvolgsysteem, de warmte-koudeopslag (WKO) en de warmtepomp. De systeemgrenzen van de berekening zijn in dit advies ruimer dan in het conceptadvies uit augustus 2019. De warmte die geleverd wordt door de warmtepomp is nu leidend in de berekening (voorheen was het de warmte uit het zonthermische kasdek).

10.4 Kosten

De daglichtkas die in dit rekenvoorbeeld beschouwd wordt heeft een kasoppervlakte van één hectare (10.000 m²). De veronderstelde thermische opbrengst bedraagt 154 kWh/jaar per m² kasoppervlak. Het veronderstelde thermische vermogen van het kasdek (gemeten aan de collectorbuizen) is nabij 2,8 MW_{th} (zonthermisch vermogen 300 W/m² bij een beschikbaar oppervlak van ruim 90% van het kasdek). Voor de warmtepomp is een vermogen van 500 kW_{th} en een COP-waarde³³ van 5,0 aangenomen. Ter overweging bij de uitvoering van de SDE++-regeling: voor de daglichtkas kunnen extra eisen voor de werking van de warmtepomp opgenomen worden, zoals een minimum COP die ook bij de EIA (Energie Investerings Aftrek-regeling) gevraagd wordt.

De meerkosten van de daglichtkas ten opzichte van een standaardkas worden begroot op 1,45 M€/ha. Dit bedrag is deels terug te voeren op de extra componenten uit het concept: de warmtecollectorbuizen, het volgmechaniek en haar besturing en het gecoate dubbelglas met fresnellenzen ertussen. De keuze voor dubbelglas is gemaakt om de lenzen op te sluiten, maar deze beïnvloedt bovendien de gehele kasconstructie: deze moet namelijk wegens het extra gewicht van het dubbelglas zwaarder uitgevoerd worden, wat een kostenverhogend effect heeft, niet alleen qua constructie maar ook wat betreft de bouwwijze. Daarbovenop komen nog extra kosten voor de klimaatinstallatie van de daglichtkas: warmtepomp, warmte-koudeopslag en gerelateerde systemen. Deze kosten bedragen 0,36 M€/ha, waarmee de totale meerkosten van de daglichtkas ten opzichte van de standaardkas 1,81 M€/ha bedragen (3620 €/kW_{th} aan de warmtepomp). Met de aanname dat het investeringsbedrag voor een standaard kas (zonder daglichtconcept) 0,75 M€/ha bedraagt komen de totale investeringskosten voor de daglichtkas op 2,56 M€/ha (meerkosten plus kosten voor de standaard kas).

De vaste onderhoudskosten voor de daglichtkas, warmtepomp en WKO (inclusief benodigde elektriciteit) bedragen naar schatting 89,2 €/kW_{th}/jaar (zonder besparing op elektriciteitskosten voor belichting; met deze besparing beschouwd komen de vaste onderhoudskosten voor de daglichtkas op 66,1 €/kW_{th}/jaar).

Bij de bepaling van het basisbedrag voor SDE++ worden de directe techniekgerelateerde uitgaven meegenomen. Om die reden is voor dit conceptadvies tevens een inschatting gemaakt voor het gedeelte van de meerkosten die direct aan de zonthermische techniek gekoppeld kunnen worden. Zo worden de meerkosten voor bouwtechnische aanpassingen zoals verzwaring van de constructie slechts voor een deel meegenomen, evenals de extra kosten wegens toepassing van dubbelglas. Hiervan wordt op basis van de niet nader gerapporteerde onderverdeling van de componentkosten een indicatieve korting op het meerinvesteringsbedrag

³³ COP: *coefficient of performance*, prestatiecoëfficiënt die dient om het rendement van een warmtepomp uit te drukken. Geeft aan hoeveel eenheden warmte geproduceerd worden per eenheid verbruikte elektriciteit.

voor de daglichtkas toegepast van 60%: de beschouwde meerinvesteringen worden zodoende op 0,58 M€/ha gesteld (in plaats van 1,45 M€/ha), waarmee de meerinvesteringen, uitgedrukt in het thermisch vermogen van de warmtepomp, op 1880 €/kWth uitkomen (0,94 M€/ha).

10.5 Baten

De daglichtkas heeft, afhankelijk van de teelt, een aantal baten:

- Omdat het directe zonlicht weggenomen wordt laat de daglichtkas, bij schaduwminnende planten, een betere en snellere groei zien. Dit vertaalt zich in een financieel voordeel, dat bijdraagt aan de businesscase van de daglichtkas. De hoogte van dit financiële voordeel is echter moeilijk te bepalen en wordt niet beschouwd in de berekening.
- Door het dubbelglas in het kasdek is het warmteverlies significant lager, waardoor de energievraag lager uitvalt. Dit wordt in de berekeningen voor SDE++ meegenomen in de vorm van een extra energiebesparing van 10 m³ aardgas per m² kasoppervlakte per jaar, ingeboekt als een besparing op het gasverbruik van 46%.
- Inmiddels zijn er twee daglichtkassen gebouwd. Omdat het nieuwe concepten zijn waarbij nog leereffecten te verwachten zijn, is het mogelijk dat er nog kostenverlaging in het verschiet ligt (maar evengoed kan implementatie in de praktijk leiden tot een inzicht dat kosten nog even stijgen).
- Met de toepassing van zonnewarmte is de daglichtkas een stand-alone toepassing, die geen netwerkdiensten vraagt (zoals bij elektriciteitsleverende technieken). De warmtepomp is wel een grote elektriciteitsafnemer, maar door deze slim te combineren met de WKK kan een extra besparing op nettarieven gerealiseerd worden. De waarde hiervan wordt niet meegenomen in deze analyse.

Tabel 10-1 geeft de aannames voor de parameters.

Tabel 10-1. Technisch-economische parameters daglichtkas van 10.000 m² (afhankelijk van meerkosten ten opzichte van een standaard kas)

Parameter	Eenheid	Berekening SDE++ 2020 Bij 100% meerkosten	Advies SDE++ 2020 Bij 40% meerkosten
Vermogen van de warmtepomp	[kWth/ha]	500	500
Vollasturen warmtepomp	[uur/jaar]	3850	3850
Elektriciteitsverbruik (bij variant 100% meerkosten inclusief besparing op elektriciteit belichting referentiekas)	[MWh/ha/jaar]	203,5	423,5
Besparing gasverbruik t.o.v. standaard kas door dubbelglas	[%]	46%	0%
Totale meerinvesteringen uitgedrukt per outputvermogen van de warmtepomp	[€/kWth]	3620	1880
Vaste kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWth/jaar]	66,1	78,6
Variabele kosten onderhoud en beheer	[€/kWth]	0,0019	0,0019

10.6 Advies basisbedragen

Bij de bepaling van het basisbedrag worden de kosten beschouwd van het energiegerelateerde deel van de daglichtkas: de zonnecollector met aansturing, warmtepomp, warmte-koudeopslag en de installatie ervan. Baten die moeilijk te kwantificeren zijn worden niet meegenomen. Voor de financieringsparameters geldt: de rente op de lening is aangenomen op 2%, het vereiste rendement op eigen vermogen bedraagt 11% en het aandeel eigen vermogen is 30%.

Wanneer er gekeken wordt naar de complete daglichtkas (het zonthermische gedeelte inclusief de warmtepomp, de WKO-installatie en het dubbelglas en versterking van de constructie) dan is het basisbedrag 0,116 €/kWh. Wordt echter 60% van de meerinvesteringkosten niet meegenomen (wat te motiveren is uit het feit dat SDE++ alleen de directe techniek-gerelateerde kosten vergoedt, zoals de lenzen en de collectorbuizen met zonnvolgsysteem) dan is het basisbedrag 0,077 €/kWh.

Voor de SDE++ 2020-regeling is het bedrag inclusief de korting op de meerinvesteringen leidend. Het in dit conceptadvies voorgestelde basisbedrag voor de daglichtkas is dus 0,077 €/kWh. Dit basisbedrag geldt voor de warmte geleverd aan de condensorzijde van de warmtepomp.

Tabel 10-2. Overzicht subsidieparameters daglichtkas

	Eenheid	Advies SDE++ 2020 Bij 40% meerinvesteringkosten
Basisbedrag	[€/kWh]	0,077
Looptijd subsidie	[jaar]	15
Economische levensduur	[jaar]	15

11 Bevindingen grootschalige elektrische boilers

11.1 Beschrijving technologie

Elektrische boilers gebruiken elektriciteit om warmte (in de vorm van thermische olie, warm water of stoom) te produceren en kunnen worden ingezet als alternatief voor ketels of warmtekrachtkoppeling installaties (WKK) die warmte produceren door verbranding van aardgas, olie of restgassen. Elektrische boilers hebben een efficiëntie van ongeveer 99%. De twee meest gebruikte type grootschalige elektrische boilers zijn elektrische element boilers en elektrodenboilers.

Elektrische boilers kunnen ingezet worden als basislast of als flexibele³⁴ capaciteit. Dit advies richt zich zoals volgens de gegeven uitgangspunten op inzet van elektrische boilers als flexibele capaciteit.

Als referentie-installatie is gerekend met een elektrodenboiler met een verbruiksvermogen van 20 MWe en een efficiëntie van 99%. De referentie-installatie bestaat uit de elektrische boiler (inclusief controlepaneel), benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, trafo's) binnen het hek voor de elektrische boiler en de aansluiting op het stoom- of warmtenetwerk (pijpleidingen). De boiler wordt 2000 uur per jaar ingezet als flexcapaciteit. Om het installeren van elektrische boilers bij gunstige inpassingsomstandigheden te stimuleren wordt aangenomen dat er voldoende ruimte over is op de huidige aansluiting. Er is gerekend met een TS-aansluiting.

11.2 Basisbedrag parameters

11.2.1 Investeringskosten

De kosten voor een elektrische boiler (inclusief installatiekosten) van 20 MWe zijn gebaseerd op informatie uit de marktconsultatie en komen uit op €115/kW_{th}. Zie ook tabel 11-1 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

³⁴ De koude start naar vollast is ongeveer 5 minuten en 'hot standby' naar vollast is ongeveer 0,5 minuut (Berenschot, 2015).

Tabel 11-1. Overzicht wel- en niet meegenomen kosten grootschalige elektrische boiler

Kostencategorie	Componenten
Meegewogen kosten	Directe kosten (boiler, superheater, pompsystemen, <i>on-site</i> elektriciteitsinfrastructuur, leidingwerk, meetapparatuur, civiele werken, stijgers, kranen)
	Indirecte kosten (engineering, supervisie)
Niet meegewogen kosten	Onvoorziene kosten

11.2.2 Vaste operationele kosten

Voor de vaste operationele kosten (inclusief netwerkkosten) is 49 €/kW_{th}/jaar aangehouden. De operationele en onderhoudskosten zijn gebaseerd op informatie uit de marktconsultatie. De netwerkkosten en vaste kosten voor elektriciteit zijn als volgt berekend.

Netwerkkosten elektriciteit

De netwerkkosten³⁵ (kW-gecontracteerd en kW-max) voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019) voor 2019 die horen bij een TS-aansluiting. Deze tarieven zijn verenigvuldigd met het piekvermogen van de elektrische boiler om de netwerkkosten te bepalen.

Vaste kosten elektriciteit

Er zijn geen additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten of additionele kosten voor vastrecht tarief, omdat verondersteld is dat de reeds bestaande aansluitingscapaciteit wordt gebruikt.

11.2.3 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten worden aangenomen uit enkel de variabele kosten voor elektriciteit te bestaan. Op basis van een marktprijs van €0,036 per kWh_e, zijn de variabele elektriciteitskosten (inclusief belastingen) €0,036 per kWh_e (€0,037 per kWh_{th}). De groothandelsprijs en belastingen zijn als volgt berekend.

Marktprijs

Voor de berekening van de elektriciteitskosten voor flexibele inzet wordt aangenomen dat de elektrische boiler gebruikt wordt op de meeste gunstige momenten van het jaar (dat wil zeggen: bij lage groothandelsprijzen). De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de jaarlijks 2000 uur laagste elektriciteitsprijzen van 2020 tot en met 2034³⁶ zoals geraamd in de KEV 2019: €0,036 per kWh_e.

³⁵ Er is geen volumecorrectie op de nettarieven toegepast omdat aangenomen wordt dat flexibel bedrijven van de elektrische boiler het verbruiksprofiel dermate verstoort dat volumecorrectie niet van toepassing is. De volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie is een regeling waarmee industriële afnemers van elektriciteit tot op 90% van de volume mogen corrigeren van het transporttarief die ziet op afgenomen elektriciteit (Staatsblad, 2013).

³⁶ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

Belastingen

De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totaal jaarlijks elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Er is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency' van toepassing blijft.

11.2.4 Vollasturen

De bedrijfstijd wordt gezet op 2000 vollasturen per jaar. Analyse van de marginale productie-eenheden van elektriciteitsproductie in 2030 zoals geraamd in de KEV 2019 toont aan dat tot 2000 vollasturen per jaar er een sterke correlatie is in 2030 tussen een lage groothandelsprijs voor elektriciteit en de inzet van hernieuwbare energietechnologieën in de elektriciteitsproductie.

11.2.5 Aanname restwaarde

De economische levensduur van de elektrische boiler wordt aangenomen 15 jaar te zijn, op basis van de marktconsultatie uitgevoerd door Navigant (Navigant, 2019). Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

11.3 Correctiebedrag

De inkomsten waarvoor het basisbedrag gecorrigeerd dient te worden (het correctiebedrag) bestaan uit vermeden kosten voor aardgas en eventuele additionele inkomsten gerelateerd aan CO₂-emissierechten.³⁷ Voor het bepalen van het correctiebedrag wordt de referentie-installatie vergeleken met een *must-run* gasgestookte WKK.

Vermeden gasverbruik

Het correctiebedrag voor verminderd gasverbruik wordt berekend aan de hand van de formule $TTF[LHV] * 90\%$.

CO₂-emissierechten

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met: $CO_2\text{-prijs} * (\Delta CO_2 - \Delta \text{allocatie EUA})$.

Waarbij:

- CO₂-prijs = ongewogen gemiddelde marktprijs van EUA (€/tCO₂);
- ΔCO_2 = De afname van de CO₂-emissie (tCO₂/kWh_{th}) van een bedrijf (on-site) door de toepassing van de decarbonisatietechnologie;
- $\Delta \text{allocatie EUA}$ = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde rechten (tCO₂/kWh_{th}).

11.4 Basisbedrag

Tabel 11-1 geeft een samenvatting van de technologie-economische parameters. Tabel 11-2 geeft een overzicht van de subsidieparameters.

³⁷ Het leveren en gebruiken van warmte uit een elektrische boiler kan een effect hebben op de handel in emissierechten (officieel European Emission Allowances [EUA]). Bedrijven binnen het Europees emissiehandelssysteem (EU ETS) zijn verplicht jaarlijks voldoende EUA af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (één EUA staat voor het mogen uitstoten van één ton CO₂); (Nederlandse Emissieautoriteit, 2019). Bedrijven binnen de EU ETS kunnen deze EUA kopen op de European Energy Exchange (EEX) of deze gratis gealloceerd krijgen en kunnen deze onderling verhandelen.

Tabel 11-2. Technisch-economische parameters grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Input vermogen	MW _e	20,0
Output vermogen	MW _{th}	19,8
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	2000
Investeringskosten	€/kW _{th}	115
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	49
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,037

Tabel 11-3. Overzicht subsidieparameters grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,072
Looptijd subsidie	Jaar	15
Voorlopig correctiebedrag gasverbruik	€/kWh _{th}	TTF[LHV] * 90%
Voorlopig correctiebedrag CO ₂ -prijs	€/tCO ₂	CO ₂ -prijs * (ΔCO ₂ - Δallocatie EUA)

11.5 Aandachtspunten

Volumecorrectie

In de berekening van het basisbedrag is geen rekening gehouden met eventuele vermeden kosten voor elektriciteitstransporttarieven door gebruik van de volumecorrectieregeling. De argumentatie hierachter is dat deze volumecorrectie voor slechts een beperkt aantal industriële afnemers van toepassing is en dat inzet van een elektrische boiler als flexcapaciteit bovendien de mogelijkheid van gebruik van de volumecorrectie kan verstoren. Er zijn echter gevallen mogelijk waarbij de volumecorrectie ondanks de inzet van een elektrische boiler als flexcapaciteit toch van toepassing is, doordat het reeds bestaande on-site elektriciteitsverbruik dermate groot en stabiel is dat ondanks inpassing van een elektrische boiler de criteria voor bedrijfstijd uit de volumecorrectie regeling beperkt negatief beïnvloed wordt. Het PBL wijst erop dat indien een bedrijf die voor een elektrische boiler SDE++-subsidie aanvraagt volumecorrectie kan toepassen, er sprake zal zijn van oversubsidiëring.

Invloed fluctuaties elektriciteitsprijzen

Omdat er niet jaarlijkse gecorrigeerd wordt voor fluctuerende elektriciteitsprijzen, kunnen bedrijven besluiten om in jaren waarin hoge groothandelsprijzen voor elektriciteit het bedrijven van de elektrische boiler bedrijven onaantrekkelijk maken, de elektrische boiler minder dan 2000 uur per jaar te bedienen.

Ongewenst gebruik als basislast

Een bedrijf kan op dezelfde site meerdere elektrische boilers plaatsen. Door de individuele elektrische boilers nooit tegelijk te bedienen zou zodoende een bedrijf meer dan 2000 uur per jaar warmte via elektrische boilers op kunnen wekken. (Door bijvoorbeeld vier elektrische boilers te plaatsen zou 8000 uur per jaar warmte uit dit cluster van elektrische boilers kunnen worden geproduceerd). Het PBL wijst erop dat dit ongewenst is omdat de elektrische boilers dan niet meer als flexibele capaciteit worden ingezet bij alleen momenten van lage elektriciteitsprijzen.

12 Bevindingen grootschalige warmtepompen

12.1 Beschrijving technologie

Dit advies richt zich op de toepassing van elektrisch gedreven grootschalige warmtepompen voor het opwaarderen van restwarmte. De warmte die uit de warmtepomp komt dient on-site gebruikt te worden voor eigen processen (geen uitkoppeling).

Warmtepompen gebruiken energie om laagtemperatuurwarmte (bronwarmte) op te waarden naar warmte met een hogere temperatuur. Hierdoor wordt een temperatuurlift gecreëerd die ervoor zorgt dat de warmte, die anders weggekoeld of geloosd zou worden, nuttig kan worden ingezet. Door het hergebruik van deze warmte wordt energie bespaard en CO₂-emissie vermeden (RVO, 2016). De efficiëntie van de warmtepomp wordt uitgedrukt als *Coefficient of Performance (COP)*.

De algemene functie van de warmtepompcyclus is om de (verdampings)warmte van de warmtebron op een nuttig temperatuurniveau terug te winnen. Warmtepompen kunnen hierbij worden verdeeld in open en gesloten systemen. Open systemen maken direct gebruik van de in het productieproces vrijkomende warmte (vaak waterdamp; ook mechanische damp-recompressie is hiervan een voorbeeld). In een gesloten systeem wordt gebruikgemaakt van een tussenmedium om de warmte op te waarden (RVO, 2016).

12.2 Aanpak basisbedrag parameters

12.2.1 Investeringskosten

De investeringskosten zijn gebaseerd op de geleverde informatie (offertes, ramingen) uit de marktconsultatie. Om het installeren van warmtepompen bij relatief gunstige omstandigheden te stimuleren, is ervan uitgegaan dat er voldoende ruimte over is op de huidige elektriciteitsaansluiting. Zie tabel 12-1 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten.

Tabel 12-1. Overzicht wel- en niet meegenomen kosten grootschalige warmtepompen

Categorie	Kosten
Meegewogen kosten	Warmtepompsysteem, warmtewisselaars, aanpassingen infrastructuur binnen het hek, civiele werken, afkoppelen huidige warmtevoorziening, pompen, engineering
Niet meegewogen kosten	Onvoorziene kosten

12.2.2 Vaste operationele kosten

De operationele en onderhoudskosten zijn gebaseerd op informatie uit de marktconsultatie. De netwerkkosten en vaste kosten voor elektriciteit zijn als volgt berekend.

Netwerkkosten

De netwerkkosten³⁸ (kW-gecontracteerd en kW-max) voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2019 van de regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019) die horen bij de aansluiting van de site van de referentie-installatie. Deze tarieven zijn vermenigvuldigd met het piekvermogen van de referentie-installatie om de netwerkkosten te bepalen.

Vaste kosten

Er zijn geen additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten of additionele kosten voor vastrecht tarief, omdat verondersteld is dat de reeds bestaande aansluitingscapaciteit wordt gebruikt.

12.2.3 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten worden aangenomen uit enkel de variabele kosten voor elektriciteit te bestaan. Op basis van een groothandelsprijs van €0,053 per kWh_e, zijn de variabele elektriciteitskosten (inclusief belastingen) berekend. Zie hieronder uitleg van de genomen groothandelsprijs en energiebelastingen.

Groothandelsprijs

De gebruikte groothandelsprijs voor basislast is €0,053 per kWh. Deze groothandelsprijs voor elektriciteit is berekend op basis van het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2020 tot en met 2034³⁹ zoals geraamd in de KEV 2019.

Belastingen

De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totaal jaarlijks elektriciteitsverbruik van de bedrijfssite. Er is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency' van toepassing blijft.

12.2.4 Vollasturen

De bedrijfstijd is gezet op 8000 vollasturen per jaar (volcontinue productie).

12.2.5 Aanneem restwaarde

De economische levensduur van een warmtepomp is gezet op 15 jaar. Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode. De inkomsten waarvoor het basisbedrag gecorrigeerd dient te worden (het correctiebedrag) bestaan uit vermeden kosten voor aardgas en eventuele additionele inkomsten gerelateerd aan CO₂-emissierechten.⁴⁰ Voor het bepalen

³⁸ Er is geen volumecorrectie toegepast op de nettarieven omdat deze bij het jaarlijks elektriciteitsverbruik van de gekozen referentie-installatie site niet van toepassing zijn. De volumecorrectie nettarieven voor de energie-intensieve industrie is een regeling waarmee industriële afnemers van elektriciteit tot op 90% van de volume mogen corrigeren van het transporttarief die ziet op afgenomen elektriciteit (Staatsblad, 2013).

³⁹ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

⁴⁰ Het leveren en gebruiken van warmte uit een warmtepomp kan een effect hebben op de handel in emissierechten (officieel European Emission Allowances [EUA]). Bedrijven binnen het Europese emissiehandelssysteem (EU ETS) zijn verplicht jaarlijks voldoende EUA af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (één EUA staat voor het mogen uitstoten van één ton CO₂); (Nederlandse Emissieautoriteit, 2019). Bedrijven binnen de EU ETS kunnen deze EUA kopen op de European Energy Exchange (EEX) of deze gratis gealloceerd krijgen en kunnen deze onderling verhandelen.

van het correctiebedrag wordt de referentie-installatie vergeleken met een *must-run* gasgestookte WKK.

Vermeden gasverbruik

Het correctiebedrag voor verminderd gasverbruik wordt berekend aan de hand van de formule $TTF[LHV] * 90\%$.

CO₂-emissierechten

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met: $CO_2\text{-prijs} * (\Delta CO_2 - \Delta\text{allocatie EUA})$

Waarbij:

- $CO_2\text{-prijs}$ = ongewogen gemiddelde marktprijs van EUA (€/tCO₂);
- ΔCO_2 = De afname van de CO₂-emissie (tCO₂/kWh_{th}) van een bedrijf (on-site) door de toepassing van de decarbonisatietechnologie;
- $\Delta\text{allocatie EUA}$ = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde rechten (tCO₂/kWh_{th}).

12.3 Basisbedrag warmtepomp (gesloten systeem)

Voor het bepalen van het basisbedrag is een referentie-installatie gedefinieerd. De SDE++-subsidie is echter ook geldig voor warmtepompen van andere vermogens (minimale outputvermogen van 500 kW_{th}), bron- en leveringstemperaturen en COP-waarden.

Als referentie-installatie is een 571kW_e (2MW_{th})-compressiewarmtepomp gekozen met een COP van 3,5. De warmtepomp gebruikt als bron restwarmte (30°C-warmte na overdracht via warmtewisselaar) die voorheen werd weggekoeld op de buitenlucht of het oppervlaktewater. De warmtepomp heeft een leveringstemperatuur van 80°C. De bedrijfssite heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting. Er is aangenomen dat geen vergroting van de netaansluiting nodig is. De warmtepomp wordt als basislast ingezet. De elektriciteitskosten (inclusief belastingen) zijn €0,053 per kWh_e, of €0,015 per kWh_{th}.

Tabel 12-2. Technisch-economische parameters gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Input vermogen	kW _e	571
Output vermogen	kW _{th}	2000
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	8000
Investeringskosten	€/kW _{th}	1140
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	26
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,015

Tabel 12-3. Overzicht subsidieparameters gesloten systeem elektrische gedreven warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,038
Looptijd subsidie	Jaar	15
Voorlopig correctiebedrag gasverbruik	€/kWh _{th}	TTF[LHV] * 90%
Voorlopige correctiebedrag CO ₂ -prijs	€/tCO ₂	CO ₂ -prijs * (ΔCO ₂ - Δallocatie EUA)

12.4 Basisbedrag warmtepomp (open systeem)

Voor het bepalen van het basisbedrag is een referentie-installatie gedefinieerd. De SDE++-subsidie is echter ook geldig voor warmtepompen van andere vermogens (minimale outputvermogen van 500 kW_{th}), bron- en leveringstemperaturen en COP-waarden.

Als referentie-installatie is een 714kW_e (5MW_{th})-damprecompressiewarmtepomp gekozen met een COP van 7. De warmtepomp gebruikt als bron restwarmte van 2,5 barg (138°C) die wordt opgevaardeerd naar warmte van 10 barg (184°C). De bedrijfssite heeft een Trafo HS+TS/MS-aansluiting. Er is aangenomen dat geen vergroting van de netaansluiting nodig is. De warmtepomp wordt als basislast ingezet. De elektriciteitskosten (inclusief belastingen) zijn €0,053 per kWh_e, of €0,008 per kWh_{th}.

Tabel 12-4. Technisch-economische parameters open systeem elektrisch gedreven warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Input vermogen	kW _e	714
Output vermogen	kW _{th}	5000
Vollasturen warmteafzet	Uren/jaar	8000
Investeringskosten	€/kW _{th}	1602
Vaste O&M-kosten	€/kW _{th} /jaar	18
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{th}	0,008

Tabel 12-5. Overzicht subsidieparameters open systeem elektrisch gedreven warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	€/kWh _{th}	0,037
Looptijd subsidie	Jaar	15
Voorlopig correctiebedrag gasverbruik	€/kWh _{th}	TTF[LHV] * 90%
Voorlopige correctiebedrag CO ₂ -prijs	€/tCO ₂	CO ₂ -prijs * (ΔCO ₂ - Δallocatie EUA)

12.5 Aandachtspunten

Kosten van geïntegreerde warmtepompen

Het berekende basisbedrag voor grootschalige warmtepompen in dit advies baseert zich op een situatie waarin een warmtepomp wordt ingepast in een reeds bestaande productieproces. De inpassingskosten zouden mogelijk lager kunnen uitvallen als de warmtepomp een geïntegreerd onderdeel is bij de bouw van een compleet nieuw productieproces. In dit geval zou het berekende basisbedrag te hoog zijn.

Warmtepompen voor koeling

Grootschalige warmtepompen worden reeds toegepast voor koelingsdoeleinden. Geadviseerd wordt om als bijkomende voorwaarde op te nemen dat het primaire doel van de warmtepomp levering van warmte moet zijn (en dat de warmtepomp dus niet primair voor koeling wordt toegepast).

Bedrijfstijd warmtepomp

Op basis van de gegeven uitgangspunten van EZK is uitgegaan van een kostenefficiënt project als referentie-installatie met een bedrijfstijd van 8000 uur per jaar en een levensduur van de warmtepomp van 15 jaar. Vanuit de marktconsultatie is de opmerking gekomen dat bepaalde sectoren die geïnteresseerd zijn in gebruik van warmtepompen, niet volcontinue (ongeveer 8000 uur per jaar) draaien maar enkel doordeweeks (ongeveer 6000 uur per jaar) of wel volcontinue maar enkel in gedurende een korte periode (seizoensgebonden productie, ongeveer 3500 uur per jaar). Voor het meenemen in de SDE++ van warmtepompen voor dit type sectoren zou een subcategorisering op basis van vollasturen nodig zijn.

Correctiebedrag emissierechten

De invloed van inzet van een warmtepomp op de mate van toekenning van gratis emissierechten van een proces dat een gasketel of WKK gebruikt dient nader onderzocht te worden. De elektriciteit die de warmtepomp gebruikt zou kunnen leiden tot vermindering van de toekenning van gratis emissierechten⁴¹.

⁴¹ De tekst uit EC (2019) geeft onvoldoende duidelijkheid.

13 Bevindingen grootschalige waterstofproductie via elektrolyse

13.1 Algemeen

De meest gebruikte systemen voor waterstofproductie (H₂-productie) via elektrolyse van water zijn:

- Alkaline elektrolyse (AEL)
- *Proton-exchange* membraan (PEM)

Daarnaast is er *Solid-Oxide* elektrolyse (SOE). Deze technologie heeft nog een tamelijk lage TRL (*technology readiness level*) en wordt nog niet op industriële schaal toegepast. Bij AEL wordt gebruikgemaakt van een vloeibaar alkalisch elektrolyt. Hydroxide-ionen (OH⁻) migreren van de kathode – waar H₂ wordt gevormd – door een micro-poreuze scheidingslaag naar de anode, waar zuurstof (O₂) wordt gevormd. Bij PEM wordt geen gebruikgemaakt van een vloeibaar elektrolyt en migreren protonen (H⁺) door een polymeermembraan van de anode naar de kathode.

Het hart van de installatie wordt gevormd door een of meerdere stapelingen van elektrolyse-cellen (die stacks worden genoemd), met een capaciteit van maximaal 2 à 3 MW. Op korte termijn worden grotere stacks verwacht. Opschaling van installaties vindt plaats door meerdere stacks te plaatsen. De stacks hebben een levensduur van 60.000 tot 90.000 uur (IEA 2019).

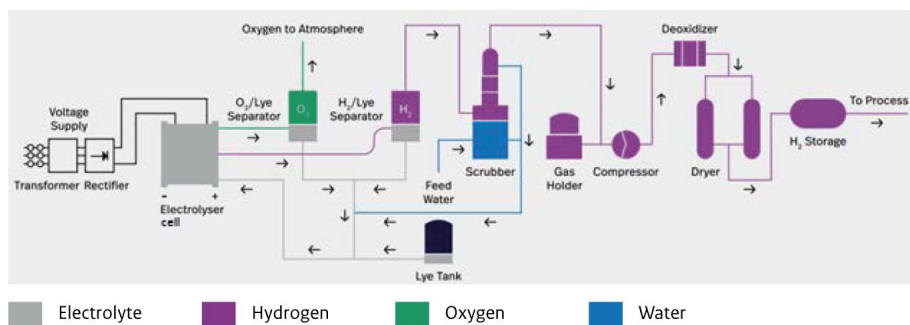
De bedrijfstemperatuur van AEL is 70 tot 90 °C en die van PEM 60 tot 80 °C (DNV GL 2018). De maximale uitgangsdruk van de waterstof ligt bij AEL rond 30 bar en bij PEM rond 60 bar (IEA 2019). Bij deze uitgangsdrukken is er weinig of geen aanvullende compressie nodig ten opzichte van de huidige waterstoffabrieken op basis van aardgas. Op het ogenblik worden echter ook nog ontwikkelstrategieën gevolgd voor potentieel goedkopere systemen op atmosferische of lage druk aangevuld met compressie.

PEM opereert met een stroomsterkte van 0,6 – 2,0 A/cm², AEL met 0,2 – 0,4 A/cm². Daarvoor kunnen PEM-electrolyzers compacter zijn dan AEL-electrolyzers. Omdat PEM met zuiver water werkt (in plaats van met loog), hoeven er geen voorzieningen te zijn om de loog af te scheiden en te recyclen. Daar staat tegenover dat AEL gebruikgemaakt van relatief goedkope elektroden (standaard op nikkel gebaseerd), terwijl PEM voorlopig afhankelijk is van het gebruik van elektroden met platina- en iridiumkatalysatoren. Ook is het protonexchangemembraan relatief duur.

Om 1 kg waterstof te produceren is ongeveer 9 liter gedemineraliseerd water (demiwater) nodig. Naast waterstof wordt circa 8 kg zuurstof geproduceerd (IEA 2019).

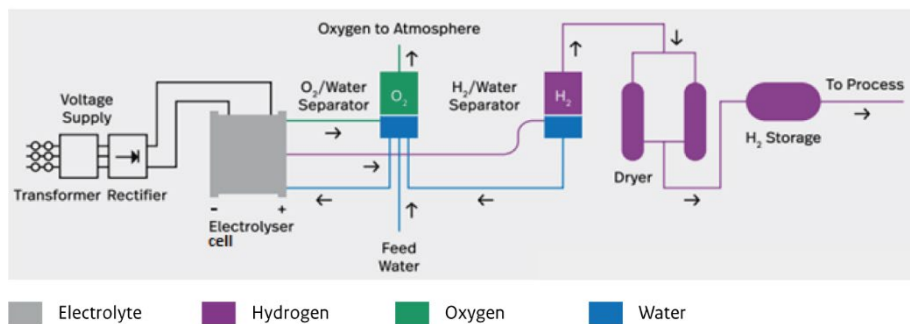
Figuur 13-1 en figuur 13-2 geven overzichten van de componenten van respectievelijk een AEL- en een PEM-installatie (DNV GL 2018). De elektrische installatie omvat in ieder geval een transformator en een gelijkstroomrichter. AEL heeft voorzieningen om de waterstof en loog te scheiden, bij PEM is dat niet nodig. Een ander verschil is dat bij AEL een compressor in het systeem is opgenomen en bij PEM niet. Dat komt omdat in (DNV GL 2018) wordt verondersteld dat AEL waterstof op atmosferische druk produceert. Door technologische ontwikkelingen kan AEL inmiddels ook bij hogere drukken produceren, waardoor een compressor niet altijd nodig is.

Figuur 13-1
Componenten Alkaline elektrolyse (AEL)



Bron: DNV GL 2018

Figuur 13-2
Componenten Proton Exchange Membrane (PEM)



Bron: DNV GL 2018

Momenteel wordt AEL het meeste toegepast, met name in China. De grootste AEL-fabriek staat in Aswan met een capaciteit van 165 MW. De grootste PEM-fabriek is op het moment 6 MW in Mainz. Welke technologie in de toekomst het meest zal worden toegepast zal grotendeels afhangen van de kostenreductie die de technologieën weten te realiseren. In Nederland zijn vergevorderde plannen om AEL-installaties van respectievelijk 20 en 100 MW te bouwen.

13.2 Basisbedrag inputdata

13.2.1 Referentie-installatie

Voor de referentie-installatie wordt op aanwijzing van het ministerie van EZK uitgegaan van een installatie met een vermogen van 20 MW_e, een bedrijfstijd van 2000 vollasturen en een

aansluiting op het elektriciteitsnet.⁴² Bij 2000 vollasturen is - als daarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit - de CO₂-emissiefactor van de gebruikte elektriciteit slechts 0,007 kg/kWh omdat die dan vooral met hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt; bij hogere bedrijfstijden is het basisbedrag weliswaar lager dan bij 2000 vollasturen, maar stijgt de emissiefactor doordat het aandeel op aardgas gestookte elektriciteitscentrales in de opwekking toeneemt. Ter informatie toont dit advies in een aantal figuren welke relatie er is tussen bedrijfstijden enerzijds en basisbedrag en vermeden emissies anderzijds.

Elektriciteitsverbruik (kWh/kg H₂) gedurende subsidieperiode

Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een gemiddelde elektriciteitsgebruik per kilogram waterstof over de gehele subsidieduur (jaar 1 tot en met 15). Deze bedraagt 58,0 kWh/kg H₂, overeenkomend met een energetisch omzettingsrendement (η) van 57,5%.⁴³ Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van 56 kWh/kg H₂ ($\eta = 59,5\%$) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door pompen en dergelijke) en een degradatie van 0,5% per jaar.

De in dit rapport aangenomen waarde voor het initiële elektriciteitsgebruik per kilo waterstof is gebaseerd op recente marktinzichten en ligt enigszins boven de bandbreedten uit de literatuur. Zo geeft (IEA 2019) een bandbreedte van 47 – 53 kWh/kg H₂ ($\eta = 63 – 71\%$). Een mogelijke verklaring is dat (IEA 2019) het rendement voor alleen de stacks geeft, en niet voor de gehele fabriek.

13.2.2 Investeringskosten

In dit advies wordt uitgegaan van investeringskosten van 1800 €/kW_e. Deze waarde omvat ook de elektriciteitsaansluiting op het hoogspanningsnet en andere *Balance of Plant*-voorzieningen (samen bijna 75% van de totale kosten), en tevens de projectkosten en een post onvoorzien (de overige 25%). Voorbereidingskosten (zoals vergunningen en leges) zijn niet-subsidiabel en zijn daarom niet meegenomen in de investeringskosten.

De in dit rapport aangenomen waarde is gebaseerd op recente marktinzichten en is hoger dan waarden die in de recente literatuur (onder andere NOW 2018 en IEA 2019) worden aangetroffen. Een mogelijke verklaring is dat in de literatuur niet alle kosten worden meegenomen.

Regeling Milieu-investeringsaftrek (MIA)

Volgens RVO (2019) komt apparatuur voor elektrolyse van water tot waterstof in aanmerking voor Milieu-Investeringsaftrek, onder code F 4111. De investering voor een elektrolyse-installatie van 20 MWe is € 36 miljoen. Het maximumbedrag dat per bedrijfsmiddel in aanmerking komt is echter € 25 miljoen. Daarvan mag 36%, oftewel € 9 miljoen worden afgetrokken van de fiscale winst. De vennootschapsbelasting (met een tarief van 21,7%) wordt daardoor met 1.953.000 euro verlaagd.

In formule: MIA-voordeel = 25.000.000 euro * 36% * 21,7% = 1.953.000 euro. Dit voordeel wordt meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

⁴² Het advies is daarmee niet toegesneden op installaties die een directe verbinding of *power purchase agreement* (PPA) hebben met bijvoorbeeld een windpark, zonnepark of een biomassa-centrale. Daarvoor kunnen andere elektriciteitsprijzen en CO₂-emissiefactoren gelden dan voor elektriciteit van het net.

⁴³ Waterstof heeft een energie-inhoud (LHV) van 120 MJ/kg. 58,0 kWh elektriciteit komt overeen met 208,8 MJ. Het energetisch rendement η (in %) is $3.333/x$, waarbij x het aantal kWh/kg H₂ is (en groter is dan 33,33).

13.2.3 Operationele kosten

Vaste O&M-kosten

Voor vaste O&M-kosten wordt een bandbreedte verondersteld van 15 tot 61 €/kW/jaar. In dit advies wordt uitgegaan van de gemiddelde waarde: 38 €/kW/jaar. Dit komt goed overeen met waarden die in recente bronnen worden genoemd (NOW 2018; IEA 2019).

Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting bedragen 49 €/kW/jaar. De netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max) en vaste kosten voor de referentie-installatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarieven uit de tarievenbesluiten van de regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019) voor 2019 die horen bij een TS-aansluiting. Om de netwerkkosten te bepalen zijn deze tarieven vermenigvuldigd met het piekvermogen van elektrolyse-installatie.

Variabele elektriciteitskosten

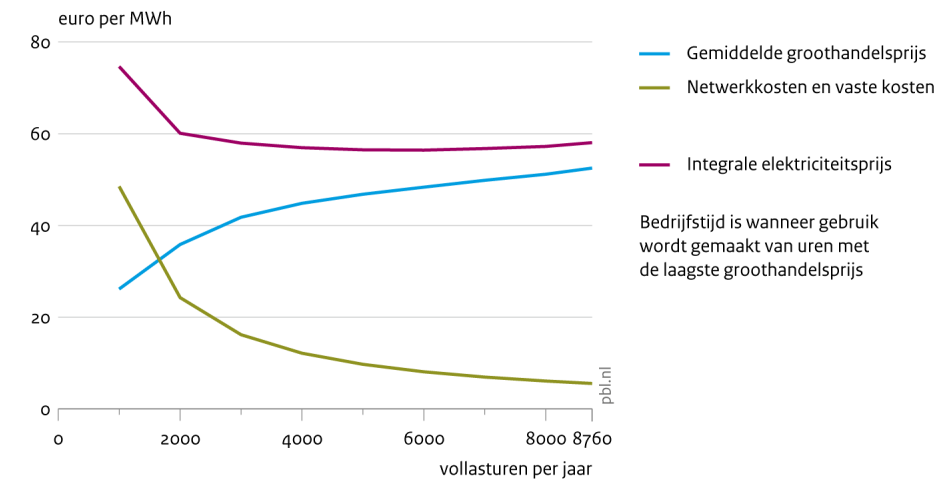
De groothandelsprijs van elektriciteit waarmee is gerekend bedraagt 0,03584 €/kWh. Dit bedrag is het ongewogen gemiddelde van alle 2000 laagste uurlijkse groothandelsprijzen in alle jaren in de periode 2020-2034 uit de KEV 2019⁴⁴.

Verband tussen integrale elektriciteitskosten en aantal vollasturen

Figuur 13-3, waarin de 8760 uren op de horizontale as zijn gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen, laat zien dat de gemiddelde groothandelsprijs lager is bij lagere bedrijfstijden. Dat voordeel wordt echter teniet gedaan door de hogere netwerkkosten per MWh.⁴⁵ De gemiddelde *integrale* elektriciteitsprijs per MWh (groothandelsprijs + netwerkkosten) is bij een bedrijfstijd van 2000 uur iets hoger dan bij hogere bedrijfstijden.

Figuur 13-3

Verband tussen gemiddelde elektriciteitsprijs en bedrijfstijd, 2020 – 2034



Bron: PBL

⁴⁴ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

⁴⁵ Die kosten zijn omgekeerd evenredig met de bedrijfstijd. Dat wil zeggen: als de productietijd 2 keer zo laag wordt, worden de vaste lasten per MWh 2 keer zo hoog.

Kosten demiwater

Verondersteld wordt dat de jaarlijkse kosten voor water en periodieke vervanging van de ionenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie verwaarloosbaar zijn.

13.2.4 Restwaarde

De levensduur van een elektrolyse-installatie bedraagt waarschijnlijk 20 tot 30 jaar, met uitzondering van de stacks: deze hebben bij 2000 vollasturen een levensduur van circa 30 tot 45 jaar⁴⁶. De verwachting is echter dat de installatie zonder subsidie niet kan concurreren met waterstof die uit aardgas is geproduceerd. De restwaarde van de installatie wordt daarom na afloop van de subsidieperiode van 15 jaar op 0 euro gesteld. Hoewel de stacks losse elementen zijn die getransporteerd kunnen worden en in principe nog een resterende levensduur van 15 tot 30 jaar hebben, zullen ze naar verwachting geen economische waarde hebben omdat ze aan het eind van de subsidieperiode inmiddels 15 jaar oud zijn en niet zullen voldoen aan de stand van de techniek op dat moment.

13.2.5 Correctiebedrag

Waterstofproductie via SMR

Het correctiebedrag is bepaald als de productiekosten van waterstof via *Steam Methane Reforming* (SMR). Op basis van specifieke investeringskosten en onderhouds- en beheerkosten uit (IEAGHG 2017) en een energetisch omzettingsrendement van 76%⁴⁷ is het volgende verband afgeleid tussen de totale productiekosten en de aardgasprijs:

$$\begin{aligned} \text{Productiekosten (€/kg H}_2\text{)} &= 0,29 + 0,176 * \text{aardgasprijs (€/GJ}_{\text{HHV}}\text{)} \\ &= 0,29 + 0,049 * \text{aardgasprijs (€/MWh}_{\text{HHV}}\text{)} \end{aligned}$$

Bij een aardgasprijs van 5,92 €/GJ_{HHV}⁴⁸ bedragen de totale productiekosten 1,33 €/kg H₂, waarvan de aardgaskosten 1,04 €/kg H₂ zijn.

Zuurstof (bijproduct van elektrolyse)

Per kg H₂ wordt 8 kg O₂ geproduceerd. Een installatie van 20 MW_e en 2000 vollasturen produceert jaarlijks ruim 5.500 ton zuurstof. In Nederland heeft één lokatie een zuurstofvraag die groot genoeg is om een dergelijke hoeveelheid te absorberen.⁴⁹ Alleen waterstoffabrieken die dicht in de buurt van deze lokatie liggen, zouden de zuurstof tegen een substantiële prijs kunnen verkopen, mits het aanbod ingepast kan worden in de huidige zuurstofproductie via cryogene destillatie van lucht.⁵⁰ De meest concrete initiatieven bevinden zich echter op grote afstand van deze locatie.⁵¹ Daarom is de waarde van de zuurstof in dit advies op 0 euro gesteld.

13.2.6 CO₂-prijs

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met:
CO₂-prijs * (Δ CO₂ – Δ allocatie EUA⁵²)

⁴⁶ Uitgaande van een levensduur van 60.000 tot 90.000 uur (hoofdstuk 2).

⁴⁷ Als voor zowel waterstof als methaan wordt uitgegaan van LHV-waarden.

⁴⁸ Voor de aardgasprijs is genomen: transactieprijs exclusief btw en belastingen voor bedrijven met een verbruik tussen 10 en 100 TJ, tweede kwartaal 2019 van CBS (<https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?ts=1562678648060>). CBS geeft prijzen per GJ_{HHV}.

⁴⁹ Het gebruik van zuurstof voor andere, decentrale toepassingen (bijvoorbeeld voor medische toepassingen of snijbranden) is veel kleiner dan 5.500 ton.

⁵⁰ Bij flexibele productie van zuurstof via elektrolyse is inpassing lastig, omdat cryogene installaties moeilijk op en afgeregeld kunnen worden. Opslag van zuurstof in vloeibare vorm (bij -183 °C) kan hier een oplossing zijn.

⁵¹ Daarbij is aangenomen dat transport via een pijpleiding of – in vloeibare toestand bij -183 °C – met tankwagens economisch gezien geen reële optie is.

⁵² European Emission Allowances onder het EU Emission Trading System.

Waarbij:

- CO₂-prijs = ongewogen gemiddelde van de dagprijzen van EUA's (European Emission Allowances (EUA's) onder het EU Emission Trading System);
- Δ CO₂ = De afname van de directe CO₂-emissie als gevolg van de toepassing van waterstofproductie via elektrolyse;
- Δ allocatie EUA = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde rechten als gevolg van de toepassing van waterstofproductie via elektrolyse.

13.2.7 Vermeden CO₂

Vermeden emissie bij 2000 vollasturen

De vermeden CO₂ ten opzichte van de te vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensiteit. SMR heeft een emissiefactor van 9 kg CO₂ per kg waterstof (IEAGHG 2017).

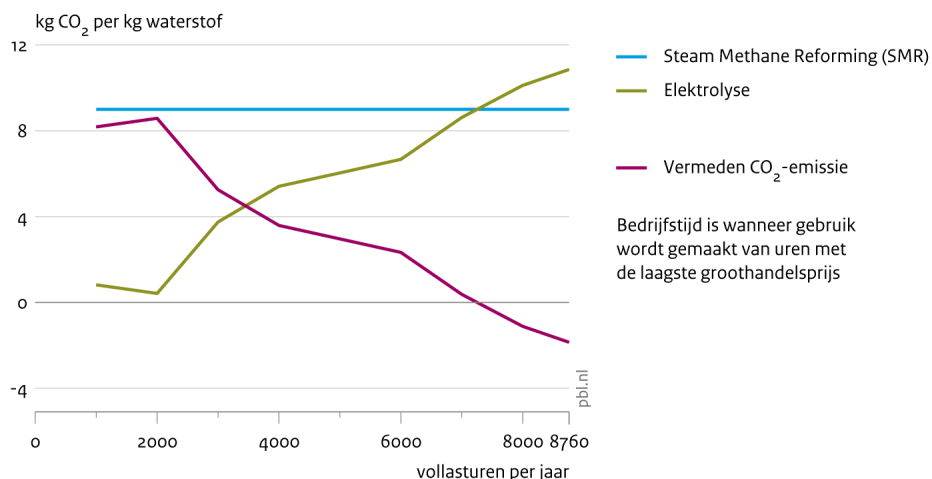
Bij een bedrijfstijd van 2000 vollasturen – waarbij wordt geoptimaliseerd op de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit – is de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit van 0,007 kg/kWh⁵³. Bij een gemiddeld elektriciteitsgebruik van 58,0 kWh/kg H₂ bedraagt de CO₂-emissie van waterstofproductie via elektrolyse 0,42 kg CO₂/kg H₂. Per kg H₂ is de vermeden CO₂-emissie van groene waterstof ten opzichte van SMR 8,58 kg.

Verband tussen vermeden emissie en aantal vollasturen

Figuur 13-4, waarin de 8760 uren op de horizontale as net als in figuur 13-3 zijn gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen van elektriciteit, laat zien dat H₂-productie via elektrolyse tot circa 7200 vollasturen een lagere CO₂-emissie heeft dan H₂-productie via SMR. Bij hogere bedrijfstijden zijn de CO₂-emissies van elektrolyse per kg H₂ hoger dan die van SMR. De oorzaak voor het oplopen van de CO₂-emissie is dat de gebruikte elektriciteit bij hogere bedrijfstijden voor een steeds groter deel afkomstig is van fossiele centrales (met name aardgas) en het aandeel hernieuwbare elektriciteit steeds kleiner wordt.

Figuur 13-4

Verband tussen CO₂-emissie van waterstofproductie en bedrijfstijd, 2030



Bron: PBL

⁵³ Uitgaande van de uurlijkse emissiefactoren van de marginale elektriciteitsproductie-installaties in 2030 (dat zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag toeneemt).

13.3 Resultaten

Tabel 13-1 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse. Tabel 13-2 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

Tabel 13-1. Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Inputvermogen	MW _e	20
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kg H ₂	kWh/kg H ₂	58,0
Outputvermogen*	kg H ₂ /uur	345
Vollasturen	Uren/jaar	2000
Investeringskosten	€/kW _e	1800
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	€/kW _e /jaar	87
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _e	0,0358

* berekend op basis van gemiddelde elektriciteitsgebruik gedurende subsidieperiode.

Tabel 13-2. Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse via AEL

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag SDE++	€/kg H ₂	10,60
Looptijd subsidie	Jaar	15
Basisprijs SDE++ waterstof	€/kg H ₂	$0,29 + 0,176 * (2/3) * \text{aardgasprijs (€/GJ}_{\text{HHV}})$ of $0,29 + 0,049 * (2/3) * \text{aardgasprijs (€/MWh}_{\text{HHV}})$
Correctiebedrag	€/kg H ₂	$0,29 + 0,176 * \text{aardgasprijs (€/GJ}_{\text{HHV}})$ of $0,29 + 0,049 * \text{aardgasprijs (€/MWh}_{\text{HHV}})$

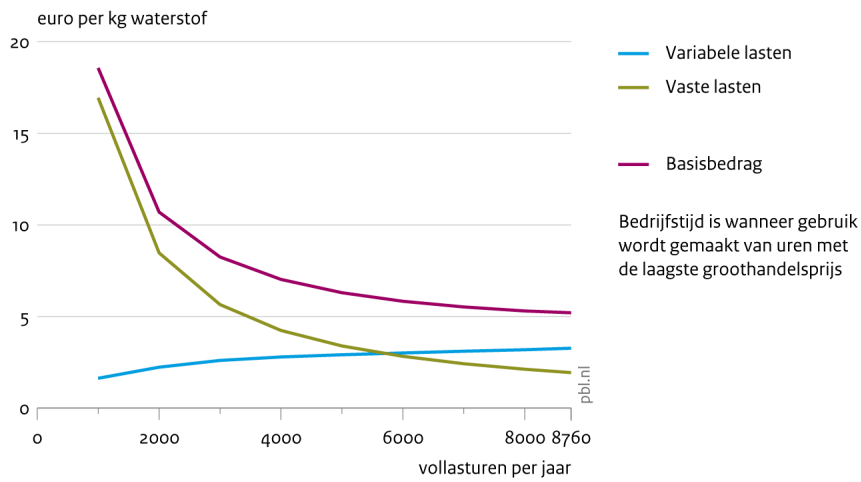
Verband tussen basisbedrag, subsidie-intensiteit en aantal vollasturen

Figuur 13-5⁵⁴ laat het verband zien tussen het basisbedrag en de bedrijfstijd van de electrolyzer als gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs. Daaruit blijkt dat het basisbedrag hoger is naarmate de bedrijfstijd lager is. Dat komt doordat de vaste lasten – investeringen en vaste O&M-kosten inclusief netwerkkosten – per kg H₂ dan omgekeerd evenredig toenemen, terwijl dat slechts ten dele wordt gecompenseerd door de lagere variabele lasten (vanwege de lagere groothandelsprijs van elektriciteit). Figuur 13-6 laat het verband tussen subsidie-intensiteit en bedrijfstijd zien, waarbij een optimum ligt rond 2000 vollasturen.

⁵⁴ In de figuur zijn de 8760 uren op de horizontale as net als in figuren 3-1 en 3-2 gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen van elektriciteit.

Figuur 13-5

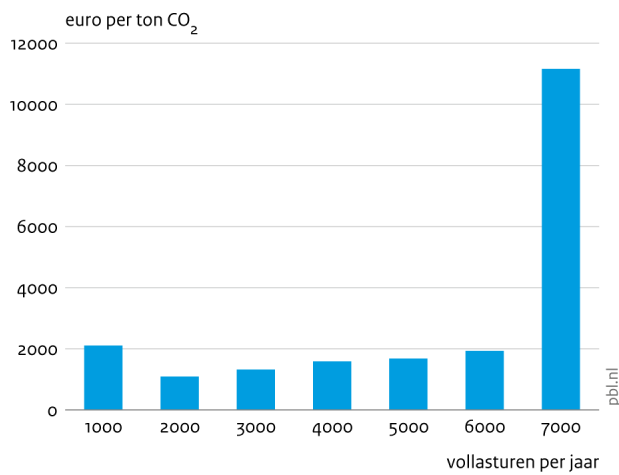
Verband tussen basisbedrag SDE van waterstofproductie via elektrolyse en bedrijfstijd, 2020 – 2034



Bron: PBL

Figuur 13-6

Verband tussen subsidie-intensiteit van waterstofproductie via elektrolyse en bedrijfstijd, 2020 – 2034



Bron: PBL

14 Bevindingen industriële restwarmte

14.1 Algemene beschrijving categorie

Industrieën en datacenters kunnen een overschot aan warmte hebben. Wanneer deze warmte in de huidige situatie niet nuttig wordt gebruikt in het eigen bedrijfsproces en wordt gekoeld en geloosd, dan spreken we van restwarmte. Deze restwarmte kan echter soms wel nuttig worden gebruikt voor de verwarming van woningen, de glastuinbouw of andere bedrijfsmatige processen met een warmtevraag. De levering van warmte naar deze eindgebruikers gebeurt ofwel via een directe levering van de warmteproducent (met een warmtebron) naar de eindgebruiker(s) ofwel via een distributienetwerk of warmtenet (indirecte levering).

Er kunnen verschillende actoren betrokken zijn bij de levering van restwarmte. Zo kan er in de regel onderscheid gemaakt worden tussen een partij die de warmtebron beheert (warmteproducent), een partij die de restwarmte transporteert (netbeheerder of leverancier) en een partij die de warmte levert aan diverse afnemers (leverancier of distributeur). Dit advies is gericht op mogelijke subsidie voor de uitkoppeling van restwarmte bij een warmtebron inclusief de warmteoverdracht naar een transportleiding en (een deel) van de transportleiding. De kosten die worden gemaakt voor de exploitatie van warmte naar een (klein)verbruiker en het eventueel daarbij horende distributienet vallen buiten de scope van dit advies. Het advies kan van toepassing zijn bij projecten waarbij er uitkoppeling is van warmte bij een bestaande warmtebron of een nog te bouwen restwarmtebron. Dit geldt tevens voor de afnemende kant (warmte-uitkoppeling die bedoeld is voor bijvoorbeeld de bestaande bouw of naar nieuwbouw).

Voor de bepaling van de onrendabele top bij deze categorie wordt onderscheid gemaakt tussen verschillende subcategorieën omdat er meerdere soorten restwarmteprojecten mogelijk zijn, waarbij verschillende componenten en kosten zijn gemoeid. Dit hangt voornamelijk af van de restwarmtetemperatuur aan de bronzijde, de afstand tussen producent en afnemer en het gevraagde temperatuurniveau aan de ontvangende zijde. De subcategorieën worden verder toegelicht in opvolgende paragrafen.

14.2 Kostenbevindingen

14.2.1 Kostenposten

In tabel 14-1 is weergegeven welke kostenposten wel of niet meegenomen worden bij de bepaling van de investeringskosten en de operationele kosten en de uiteindelijke subsidiebedragen. Sommige onderdelen worden niet meegenomen omdat deze buiten de scope van de categorie vallen, terwijl andere onderdelen niet worden meegenomen omdat deze buiten de scope van de SDE+-regeling vallen (zoals kosten voor vergunningen en contracten).

Tabel 14-1. Wel en niet meegenomen kosten voor *Benutting restwarmte uit industrie of datacenters*

Kostenpost	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor nieuwe netaansluiting (voor transportpompen en eventueel een warmtepompsysteem)
		Aanschaf en inpassing meet- en regelapparatuur en elektrische installaties
		Aanschaf en inpassing kleppen en appendages
		Aanschaf en inpassing van leidingen binnen de hekgrenzen van de warmteproducent
		Aanschaf en inpassing warmtepompsysteem (indien van toepassing)
		Aanschaf en inpassing transportleidingen (representatief deel)
		Aanschaf en inpassing transportpompen
		Warmteoverdrachtstation (inclusief warmtewisselaar)
	Operationele kosten	Garantie en onderhoud
		Netbeheer, elektra
		Personeelskosten
		Administratiekosten
		Opstalvergoeding
		Energiebelastingen en ODE
		Monitoringssysteem
		Verzekeringen
		Reserveonderdelen
		Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval)
		Onvoorzien
Niet meegenomen	Investeringskosten	Kosten voor warmtedistributienet naar afnemers
		Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen
		Kosten voor vervangende warmte- en koudevoorziening (ketel, WKK, back-up)
		Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
		Kosten voor geologisch onderzoek
		Kosten voor vergunningen en contracten
		Abandonneringskosten
		Restwaarde
	Operationele kosten	Kosten aankoop CO ₂

14.2.2 Investeringskosten

De investeringskosten voor de aanschaf en inpassing van de onderdelen in de referentieprojecten zijn gebaseerd op verschillende bronnen uit de literatuur, bestaande of in ontwikkeling zijnde projecten, gebruikte data in het rekenmodel Vesta MAIS van het PBL, de marktconsultatieformulieren, de marktconsultatiegesprekken en op gesprekken met experts van het Planbureau voor de Leefomgeving, van ECN *part of* TNO en uit het bedrijfsleven.

De kosten voor een nieuwe netaansluiting zijn gebaseerd op de tarieven van regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019), met 100-250 meter (afhankelijk van de subcategorie)

als aangenomen afstand tot het aansluitpunt. Aangenomen is dat er in alle referentieprojecten sprake is van een nieuwe netaansluiting. In het geval van lage-temperatuur-rest-warmte van datacenters kan er mogelijk een kostenvoordeel voor de aansluiting van de warmtepomp worden gehaald als deze onderdeel zou kunnen uitmaken van de elektrische installatie van het datacenter. Met dit eventuele voordeel is geen rekening gehouden in het referentieproject. De reden is dat datacenters hun systemen gescheiden willen houden van systemen die nodig zijn voor warmtelevering omdat het opereren van een datacenter hun kernactiviteit is.

14.2.3 Vaste operationele kosten

Uit de verschillende bronnen en uit de marktconsultatie blijkt dat de vaste operationele kosten tussen de 1 en 3% van de investeringskosten bedragen. Daarom is voor de referentieprojecten gekozen voor jaarlijkse vaste operationele kosten van 2% van de investeringskosten.

Hierbij worden nog de vaste kosten voor het mogen gebruiken van een elektriciteitsnetwerk opgeteld. Deze kosten zijn afhankelijk van:

- Het vermogen en bedrijfstijd van de transportpompen en eventueel het warmtepompsysteem;
- Het specifieke elektriciteitsverbruiksprofiel van het bedrijf die het project exploiteert (piekvermogen en bedrijfstijd). Aangenomen wordt in de referentieprojecten, dat de partijen die het project exploiteren bedrijven zijn met een grote afname van elektriciteit (bijvoorbeeld een warmtebedrijf of een energiebedrijf) die vallen in de aansluitcategorie tussenspanning (TS) en een aansluitcapaciteit hebben van tussen de 10.000 en 100.000 kVA.

De vaste kosten voor het mogen gebruiken van een elektriciteitsnetwerk zijn onderverdeeld in de volgende kostenposten:

- *Netwerkkosten*: de netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max) voor de referentieprojecten zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarievenbesluiten voor 2019 van de regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019) die horen bij een TS-aansluiting. Deze tarieven zijn vermenigvuldigd met het piekvermogen van het referentieproject om de netwerkkosten te bepalen;
- *Vaste kosten*: aangezien er bij de referentieprojecten aangenomen wordt dat er geen gebruikgemaakt kan worden van een bestaande aansluiting, zijn er additionele periodieke aansluitingsvergoedingskosten en additionele kosten voor het vastrechtstarief. Deze kosten zijn berekend op basis van het elektriciteitsverbruiksprofiel (TS) en gebaseerd op de gemiddelde kosten die gelden bij verschillende regionale netbeheerders.

14.2.4 Variabele operationele kosten

In de referentieprojecten vallen alleen de elektriciteitskosten - de kosten van de elektriciteit voor de transportpompen en eventueel het warmtepompsysteem - onder de variabele operationele kosten. De integrale elektriciteitskosten bestaan uit de groothandelsprijs en belastingen. Ook hier is in de referentieprojecten rekening gehouden met het specifieke elektriciteitsverbruiksprofiel van het bedrijf die het project exploiteert (piekvermogen en bedrijfstijd). Dit is namelijk van belang vanwege de belastingtarieven (Belastingdienst, 2018; Staatsblad, 2013).

Groothandelsprijs

De gebruikte groothandelsprijs voor basislast is €0,053 per kWh. Deze groothandelsprijs voor elektriciteit is berekend op basis van het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2020 tot en 2034⁵⁵ zoals geraamd in de Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2019.

Belastingen

De kosten voor de energiebelasting en de heffing opslag duurzame energie (ODE) zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in tarieven tussen 2020 en 2034. Er is aangenomen dat de regeling 'Teruggaaf energie-efficiency' van toepassing blijft.

14.2.5 Restwaarde

Er wordt aangenomen dat er geen restwaarde is na een subsidieperiode van 15 jaar. Dit hangt niet zo zeer samen met de technische levensduur maar met de onzekerheden over levering en afname op langere termijn. Weliswaar is de technische levensduur van het project naar verwachting langer, maar de economische waarde is op termijn onzeker. Deze is namelijk sterk afhankelijk van het committeren van levering en afname over een lange periode. Meestal blijft dit in contracten beperkt tot 10 jaar en zijn er weinig alternatieven. Mogelijk zijn er zelfs extra verwijderingskosten als een warmtenet na de subsidieperiode niet meer gebruikt wordt.

14.3 Correctiebedrag

14.3.1 Warmteprijs

Productie van warm water

Bij de berekening van het correctiebedrag wordt er vanuit gegaan dat de restwarmte in het referentieproject de warmte vervangt die anders door een flexibele gasgestookte warmtekrachtkoppeling (WKK) zou worden geproduceerd. In lijn met de Notitie Warmte van het PBL (Lensink en Pisca, 2019) luidt de formule voor het correctiebedrag daarom:

$$\text{Correctiebedrag} = 70\% \times \text{TTF[LHV]}^{56}$$

Productie van stoom

Voor het bepalen van het correctiebedrag bij de productie van stoom wordt het referentieproject vergeleken met een gasgestookte ketel. Het correctiebedrag voor verminderd gasverbruik wordt vervolgens berekend, tevens in lijn met de Notitie Warmte van het PBL (Lensink & Pișcă, 2019), aan de hand van de formule:

$$\text{Correctiebedrag} = (\text{TTF[LHV]} + \text{Energiebelasting} + \text{ODE}) / 90\%$$

De situatie waarbij restwarmte in de vorm van stoom wordt uitgekoppeld komt echter niet in aanmerking voor subsidie vanwege het ontbreken van een onrendabele top. Dit wordt verder toegelicht in paragraaf 14.5.3.

⁵⁵ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

⁵⁶ TTF = *Title Transfer Facility* = de groothandelsprijs van gas.

14.3.2 Emissierechten

Het leveren en gebruiken van restwarmte kan een effect hebben op de handel in emissierechten (officieel *European Emission Allowances* [EUA]). Bedrijven binnen het Europees emissiehandelssysteem (EU ETS) zijn verplicht jaarlijks voldoende EUA af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (één EUA staat voor het mogen uitstoten van één ton CO₂). Bedrijven binnen de EU ETS kunnen deze EUA kopen op de European Energy Exchange (EEX) of deze gratis gealloceerd krijgen en kunnen deze onderling verhandelen. Wanneer er sprake is van restwarmtelevering of restwarmtegebruik kan er invloed zijn op de hoeveelheid gratis verkregen EUA voor de producent of afnemer. Wanneer deze gratis emissierechten niet meer gebruikt hoeven worden vanwege het leveren of gebruiken van restwarmte, dan kunnen er extra inkomsten gegenereerd worden door de verkoop van de rechten. Bij restwarmtelevering hangt het van de situatie af wie de gratis EUA toegewezen krijgt.

Gratis gealloceerde emissierechten bij restwarmtelevering

Bij restwarmtelevering hangt het van de situatie af, wie de gratis EUA toegewezen krijgt. Dit hangt af van de ETS-status (wel of niet) van de producent of de afnemer van restwarmte. In elk geval zijn er geen gratis EUA beschikbaar voor warmte die niet geproduceerd is door een ETS-installatie. Daarnaast verandert de gratis allocatie van rechten ook bij tussenkomst van een warmtenet (levering van producent naar afnemer via een warmtenet). Een warmtenet wordt namelijk altijd beschouwd als niet-ETS installatie. Hieronder worden verschillende situaties beschreven die zich kunnen voordoen met betrekking tot de gratis allocatie van EUA bij restwarmte.

1. Restwarmtelevering van een ETS-installatie naar een niet-ETS-installatie, via een directe verbinding of via een warmtenet met een direct contract tussen producent en afnemer

In dit geval ontvangt de producent van restwarmte gratis EUA voor de geleverde warmte. De afnemer ontvangt geen gratis rechten aangezien dit geen ETS-installatie is.

2. Restwarmtelevering van een ETS-installatie naar een ETS-installatie, via een directe verbinding of via een warmtenet met een direct contract tussen producent en afnemer

In dit geval ontvangt de afnemer van restwarmte gratis EUA onder de *heatbenchmark* (tenzij deze al gratis rechten krijgt onder de *productbenchmark*). De producent ontvangt geen gratis rechten voor de levering van restwarmte. Binnen dit systeem van "producent-afnemer" bestaat er een voordeel in termen van te verkopen overtollige emissierechten.

3. Restwarmtelevering van een ETS-installatie naar een niet-ETS-installatie via een warmtenet, waarbij de producent en afnemer alleen een direct contract hebben met het warmtenet

In dit geval ontvangt de producent van restwarmte gratis EUA voor de geleverde restwarmte. De afnemer en het warmtenet ontvangen geen gratis rechten aangezien dit geen ETS-installaties zijn.

4. Restwarmte levering van een ETS-installatie naar een ETS-installatie via een warmtenet, waarbij de producent en afnemer alleen een direct contract hebben met het warmtenet

In dit geval ontvangt de producent van restwarmte gratis EUA voor de geleverde warmte. Het warmtenet ontvangt geen gratis rechten aangezien dit geen ETS-installatie is. De afnemer ontvangt tevens geen gratis rechten voor de geïmporteerde (rest)warmte. In het geval dat de installatie bij de afnemer onder de *productbenchmark* valt, moet de afnemer het totaal ontvangen gratis gealloceerde EUA corrigeren met het aantal EUA dat gratis is gealloceerd aan de producent van restwarmte onder de *heatbenchmark*.

Dit is nader toegelicht in het kader hierboven. Daarnaast bestaat ook de situatie waarin bedrijven lagere kosten zullen hebben wanneer zij in de nieuwe situatie, waarbij in de keten geen gas meer wordt gebruikt voor de warmte maar gebruik wordt gemaakt van restwarmte, geen EUA meer hoeven in te kopen. Geadviseerd wordt daarom om jaarlijks voor EUA te corrigeren en de hoogte van dit correctiebedrag per aanvraag te beoordelen. Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met:

$$\text{EUA-prijs} * (\Delta \text{CO}_2 - \Delta \text{allocatieEUA})$$

Waarbij:

- EUA-prijs = de marktprijs van EUA (€/tonCO₂);
- ΔCO_2 = De afname van de CO₂-emissies (direct of indirect) als gevolg van het restwarmteproject (tonCO₂);
- $\Delta \text{allocatieEUA}$ = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde emissierechten (tonCO₂) (zie het kader op de vorige pagina voor een toelichting hierop).

14.4 Beschrijving referentieprojecten

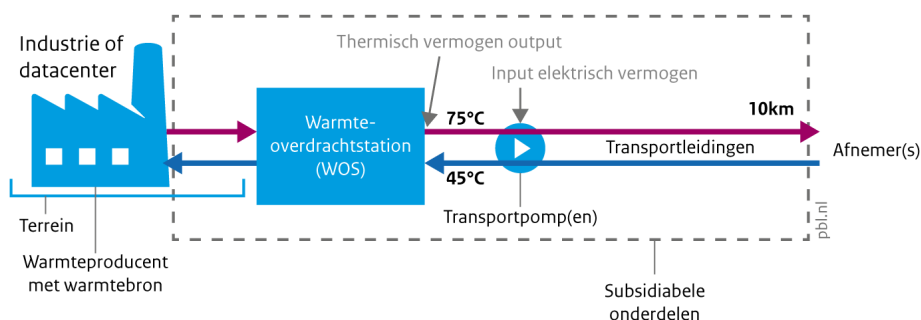
De volgende paragrafen beschrijven de referentieprojecten en de bevindingen per subcategorie die gerelateerd zijn aan de onderhavige categorie *Benutting restwarmte uit industrie of datacenters*.

14.4.1 Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem

In figuur 14-1 hieronder is een illustratie van het referentieproject, horend bij deze subcategorie, weergegeven. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 14-1

Referentieproject voor de subcategorie 'Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem'



Bron: PBL

In deze subcategorie wordt er uitgegaan van een referentieproject waar warm water vanuit de warmtebron in een warmteoverdrachtstation (WOS) via warmtewisselaars overgedragen wordt aan het warmwatercircuit van een transportleiding, die de warmte uiteindelijk naar de afnemer(s) transporteert. Er wordt uitgegaan van een verschil tussen de aanvoertemperatuur die het WOS verlaat en de retourtemperatuur bij het WOS, ofwel de delta T, van 30 graden Celsius (°C). In het referentieproject is aangenomen dat warm water van 75 °C het WOS verlaat en met 45 °C retour komt. Let wel: dit zijn enkel de cijfers waarmee is gerekend voor de referentie-installatie; deze temperatuurniveaus worden niet als specifieke vereisten voor de aanvraag van de subsidie geadviseerd. Daarnaast is het belangrijk te vermelden dat in het referentieproject het WOS is gepositioneerd in de nabijheid van de restwarmtebron. De warmtewisseling tussen de warmte van het warmwatercircuit dat van de bron komt en de warmte van het warmwatercircuit dat naar de afnemers gaat, vindt daarom plaats voordat

de warmte over een lange afstand naar de afnemer(s) wordt getransporteerd. In de praktijk kan deze warmtewisseling ook pas gebeuren nadat de restwarmte van de bron over een lange afstand is getransporteerd. Voor de hoogte van de totale investeringskosten maakt de exacte configuratie niet uit; er wordt aangenomen dat er maximaal één warmteoverdrachtstation, inclusief warmtewisselaar(s) in een restwarmteproject aanwezig is.

Aangenomen wordt dat de warmteproducent kan voorzien in de levering van warmte voor middenlast of basislast. Daarom wordt uitgegaan van 6000 vollasturen. Dit aantal vollasturen is typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continue warmtevraagprofiel. Hierbij is de aanname gemaakt dat de winterpiek en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier wordt opgevangen met een piek- of hulpketel. Deze voorziening maakt geen onderdeel uit van het referentieproject.

Binnen het hek van de warmteproducent (in figuur 14-1 symbolisch aangegeven met onderbroken lijnen om de warmteproducent heen) moet er infrastructuur worden aangelegd om de warmte uit te koppelen. Er wordt uitgegaan van een tracélengte van maximaal 250 meter aan bovengrondse leidingen. Er wordt vervolgens bij het referentieproject uitgegaan van een maximale tracélengte van de transportleidingen van 10 kilometer. Deze transportleidingkosten zijn bepaald op basis van een ondergronds leidingnetwerk en op basis van een gemiddelde van de kosten per meter pijpleiding door verschillende ondergronden (asfalt, straatstenen en gras). Deze gehanteerde kosten per meter is een gemiddelde van verschillende data die verkregen zijn van marktpartijen en zijn kengetallen die zijn gebruikt in het Vesta MAIS-model. Deze genomen vaste afstand van 10 kilometer tracélengte is gekozen op basis van reacties uit de markt.

Voor het referentieproject wordt uitgegaan van een warmteleveringsvermogen bij de bron van 10.000 kW thermisch (kW_{th}). Aangenomen wordt dat dit vermogen tevens beschikbaar is nadat de warmteoverdracht heeft plaatsgevonden. Daarom is het totale thermisch outputvermogen tevens 10.000 kW_{th} . Dit vermogen is gekozen op basis van literatuur en de reacties tijdens de marktconsultatie. Op basis van het vermogen is een pijpleidingdikte aangenomen van DN250.

Voor de pompenergie wordt uitgegaan van een teruggekoppelde waarde uit de marktconsultaties en volgens de NEN7125: $0,0018 \cdot \text{lengte transportleiding (kilometer tracé)}$, wat resulteert in een waarde van $0,018 \text{ MJ}_e / \text{MJ}_{th}$ in dit referentieproject.

Ten slotte wordt uitgegaan van een afstand van 250 meter voor de afstand tot de dichtstbijzijnde netaansluiting.

In tabel 14-2 zijn de technisch-economische parameters voor het referentieproject van deze subcategorie weergegeven.

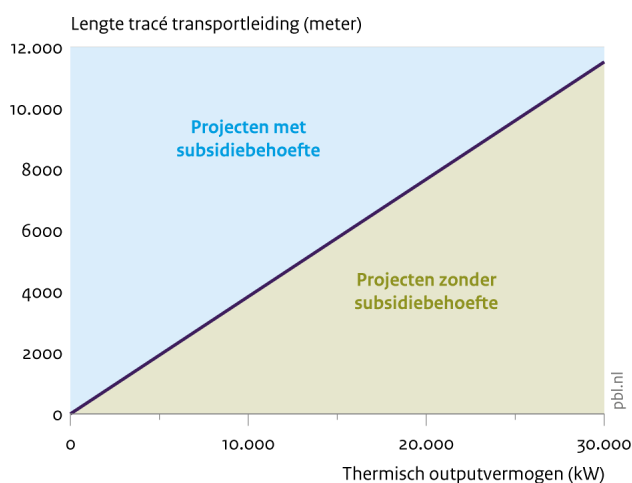
Tabel 14-2. Technisch-economische parameters subcategorie Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[$kW_{th,output}$]	10000
Vollasturen	[uur/jaar]	6000
Investeringskosten	[$\text{€}/kW_{th,output}$]	1.411
Vaste operationele kosten	[$\text{€}/kW_{th,output/jaar}$]	29
Variabele operationele kosten	[$\text{€}/kWh_{th,output}$]	0,001
Relatief elektriciteitsgebruik	[$kWh_e/kWh_{th,output}$]	0,018
Netto elektriciteitsprijs	[$\text{€}/kWh_e$]	0,053

Belangrijk om te vermelden is dat uit onze analyses naar voren is gekomen dat de subsidie-behoefte per project erg afhankelijk is van de totale tracé lengte die wordt genomen voor de transportleiding, het vermogen van de uit te koppelen warmte en de ruimtelijke context (leidingen plaatsen in een stedelijk gebied of bijvoorbeeld in een grasveld). Hierdoor is er een grote spreiding in de benodigde subsidie voor restwarmteprojecten. Op verzoek van EZK rekenen wij de subsidiebehoefte uit voor de meest kosteneffectieve projecten. Dit betekent dat er restwarmteprojecten in Nederland zullen zijn die niet met het subsidiebedrag uit kunnen komen die wij adviseren. Dit gaat specifiek om projecten waarbij er sprake is van een klein thermisch vermogen (10 MW) dat uitgekoppeld kan worden in combinatie met een lange transportleidinglengte (10 km). Daarom kan het huidige advies leiden tot ondersubsidiëring.

Tevens kan het niet worden uitgesloten dat er oversubsidiëring kan optreden, aangezien uit onze analyses blijkt dat sommige projecten uit kunnen komen met een lager subsidiebedrag. Projecten waarbij een groter vermogen uitgekoppeld kan worden hebben namelijk, door schaalvoordelen, naar verhouding minder hoge kosten bij langere transportleidinglengtes dan projecten waarbij een kleiner vermogen kan worden uitgekoppeld. In figuur 14-2 is grafisch en conceptueel weergegeven welk soort projecten wel en welke geen subsidie nodig hebben. De projecten die op een positie onder de lijn uitkomen zijn projecten die volgens onze analyses wel uit zouden kunnen komen zonder subsidie en de projecten die boven de lijn zitten hebben volgens onze analyses wel subsidie nodig om tot een rendabel restwarmteproject te komen.

Figuur 14-2
Subsidiebehoefte van restwarmteprojecten onder subcategorie 'Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem', 2019



Bron: PBL

Om een grote mate van oversubsidiëring te voorkomen adviseren wij daarom ten minste om projecten die zowel een groot vermogen hebben in relatie tot de transportafstand uit te sluiten van subsidie aangezien deze projecten volgens onze berekeningen al uit zouden moeten komen zonder subsidie. Uitgesloten van subsidie zouden dan restwarmteprojecten kunnen zijn met een verhouding tussen transportleidinglengte en outputvermogen van 11.500 meter/30.000 kW of minder. Dus wél voor subsidie in aanmerking komend zijn dan projecten met een transportleidinglengte(m):outputvermogen(kW) verhouding van minimaal 0,3833.

Om situaties als oversubsidiëring of ondersubsidiëring te ondervangen is het tevens mogelijk om meerdere categorieën toe te voegen aan de hand van differentiatie. In het hierop volgende kader is een toelichting gegeven op mogelijke andere manieren om het subsidiebedrag voor deze subcategorie te benaderen.

Adviezen transportleidinglengte en basisbedragen met betrekking tot de categorie Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem

In het beschreven referentieproject nemen de transportleidingkosten circa 80% van de totale investeringskosten voor hun rekening. Het basisbedrag is daarom zeer afhankelijk van de lengte die wordt gekozen voor de transportleiding. Om te voorkomen dat er een groot *free-rider*-effect optreedt, waarbij projecten die een veel kortere transportleidinglengte hebben meer subsidie krijgen dan dat ze nodig hebben, wordt geadviseerd om één van de onderstaande alternatieven voor de bepaling van het subsidiebedrag bij deze subcategorie in overweging te nemen. Deze alternatieven en de bijbehorende voorbeelden worden gepresenteerd om steun te geven aan de discussie omtrent de transportleidinglengte en de hoogte van het subsidiebedrag.

Alternatief 1: Een formule

Via een formule kan elke aanvrager een subsidiebedrag ontvangen die toegespitst is op de businesscase. Op deze manier kan over- en ondersubsidiëring mogelijk worden ondervangen. De aanvrager geeft op wat de totale tracélengte is van de transportleiding die wordt gehanteerd in het project. Deze lengte wordt vermenigvuldigd met een kengetal voor de kosten van leidingen (in €/km) en gedeeld door het geleverde aantal warmte-eenheden (in kWh_{th}). De uitkomst van deze berekening kan vervolgens worden opgeteld bij een basisbedrag dat is berekend op basis van de overige kosten die gelden bij een restwarmteproject. In formulevorm:

$$\text{Basisbedrag} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Transportleidinglengte (km)} * \text{Kosten leiding} \left(\frac{\text{€}}{\text{km}} \right)}{\text{Geleverde eenheden warmte (kWh)}} + \text{Basisbedrag overige onderdelen restwarmteproject} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

Waarbij een maximum van 10 kilometer (lengte tracé) kan gelden voor iedere aanvraag.

Alternatief 2: Een staffel

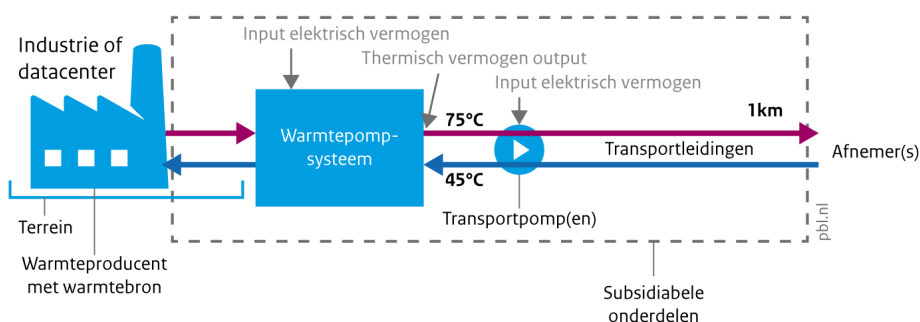
Het basisbedrag kan variëren met de transportleidinglengte in de vorm van een staffel. Op deze manier ontstaan er meerdere subcategorieën met verschillende basisbedragen die horen bij verschillende transportleidinglengtes. Op deze manier is er minder snel sprake van onder- of oversubsidiëring aangezien de subsidiebedragen nauwer zijn toegespitst op specifieke restwarmteprojecten. Het nadeel van een dergelijke staffel is dat er een grote kans is dat bedrijven hun projecten (transportleidinglengte) zo aanpassen dat zij net in een hogere subcategorie vallen en er onnodig lange leidinginfrastructuren ontstaan.

14.4.2 Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem

In figuur 14-3 is een illustratie van het referentieproject, horend bij deze subcategorie, weergegeven. In deze figuur is te zien welke onderdelen binnen het referentieproject vallen.

Figuur 14-3

Referentieproject voor de subcategorie 'Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem'



Bron: PBL

In deze subcategorie wordt uitgegaan van een referentieproject waar warmte van een bepaalde (lage) temperatuur wordt opgewaardeerd via een warmtepompsysteem. In het referentieproject wordt uitgegaan van een centraal warmtepompsysteem nabij het terrein van de warmteproducent, voordat de warmte over een langere afstand wordt getransporteerd. Voor de *coëfficiënt of performance* (COP) wordt uitgegaan van een waarde van 3,1. Deze waarde is gekozen op basis van terugkoppeling uit de marktconsultatie en literatuur. In het referentieproject wordt uitgegaan van een situatie waar het warmtepompsysteem in een technische ruimte staat en tevens voorziet in de warmtewisseling van twee gescheiden stromen (het warme water dat uit de warmtebron komt en het warme water wordt over lange afstand wordt getransporteerd naar de eindgebruikers). Om deze reden wordt er vanuit gegaan dat er geen WOS meer benodigd is aan het einde van de transportleiding. In het referentieproject wordt vervolgens uitgegaan van een verschil tussen de aanvoertemperatuur richting de afnemer(s) en de retourtemperatuur bij de warmtepomp, ofwel de ΔT , van 30 °C. In het referentieproject is aangenomen dat 75 °C warm water het warmtepompsysteem verlaat en dat er 45 °C retour komt naar de warmtepomp. Ook hier geldt dat dit enkel cijfers zijn waarmee is gerekend in de referentie-installatie. Deze temperatuurniveaus worden niet als vereisten voor de aanvraag van de subsidie geadviseerd.

In lijn met de eerdergenoemde subcategorie wordt aangenomen dat de warmteproducent kan voorzien in de levering van warmte voor middenlast of basislast. Daarom wordt uitgegaan van 6000 vollasturen. Tevens is de aanname gemaakt dat de winterpiek en een eventuele downtime van de restwarmteleverancier wordt opgevangen met een piek- of hulpketel, maar deze voorziening maakt geen onderdeel uit van het referentieproject.

Binnen het hek van de warmteproducent (in figuur 14-3 symbolisch aangegeven met onderbroken lijnen om de warmteproducent heen) moet er infrastructuur worden aangelegd om de warmte uit te koppelen. In het referentieproject van deze subcategorie wordt, in tegenstelling tot de subcategorie zonder warmtepompsysteem, uitgegaan van een tracélengte van maximaal 100 meter aan bovengrondse leidingen in plaats van 250 meter. Het verschil is gemaakt omdat de verwachting is dat projecten die vallen onder onderhavige subcategorie, warmte zullen afnemen van warmteproducenten die op kleinere industrieterreinen (bijvoorbeeld terreinen van datacenters) staan dan bij de subcategorie zonder warmtepompsysteem. Er wordt vervolgens bij het referentieproject uitgegaan van een maximale tracélengte van de transportleidingen van één kilometer. Deze transportleidingkosten zijn bepaald op basis van een ondergronds leidingnetwerk en op basis van een gemiddelde van de kosten per meter pijpleiding door verschillende ondergronden (asfalt, straatstenen en gras). Deze gehanteerde kosten per meter is een gemiddelde van verschillende data die verkregen zijn van marktpartijen en zijn kengetallen die zijn gebruikt in het Vesta MAIS-model. Deze genomen vaste afstand van één kilometer is gekozen omdat de verwachting is dat de meeste aanvragen betrekking hebben op projecten waarbij de restwarmteproducenten vlakbij de afnemende partij(en) liggen.

Voor het referentieproject wordt uitgegaan van een warmteleveringsvermogen bij de bron van 10.000 kW_{th}. Dit vermogen is gekozen op basis van literatuur en de reacties tijdens de marktconsultatie. Doordat het warmtepompsysteem warmte toevoegt aan het systeem gaat er meer dan 10.000 kW_{th} de transportleiding in; namelijk 14.762 kW_{th}. Op basis van dit vermogen (wat wordt gedefinieerd als het uiteindelijke outputvermogen) is een pijpleidingdikte aangenomen van DN250.

Voor de pompenergie wordt uitgegaan van een teruggekoppelde waarde uit de marktconsultaties en volgens de NEN7125: 0,0018 * lengte transportleiding (kilometer tracé), wat resulteert in een waarde van 0,0018 MJ_e / MJ_{th} in dit referentieproject. Ten slotte wordt uitgegaan van een afstand van 100 meter voor de afstand tot de dichtstbijzijnde netaansluiting.

In tabel 14-3 zijn de technisch-economische parameters voor het referentieproject van deze categorie weergegeven.

Tabel 14-3. Technisch-economische parameters subcategorie *Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem*

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Thermisch outputvermogen	[kW _{th,output}]	14762
Vollasturen	[uur/jaar]	6000
Investeringskosten	[€/kW _{th,output}]	1.004
Vaste operationele kosten	[€/kW _{th,output} /jaar]	36
Variabele operationele kosten	[€/kW _{th,output}]	0,017
Relatief elektriciteitsgebruik	[kWh _e /kWh _{th,output}]	0,324
Netto elektriciteitsprijs	[€/kWh _e]	0,053

14.4.3 Benutting restwarmte stoomlevering

Uit de OT-model-analyses en uit de marktconsultaties blijkt dat bij projecten waarbij stoom geleverd wordt van industrie naar industrie er in de meeste gevallen geen onrendabele top aanwezig is. In de praktijk blijkt dat deze projecten al gerealiseerd worden. Geadviseerd wordt daarom om geen subcategorie open te stellen met betrekking tot stoomlevering.

14.5 Advies subsidieparameters

In tabel 14-4 zijn de geadviseerde subsidieparameters weergegeven voor de categorie Benutting restwarmte industrie of datacenters.

Tabel 14-4. Overzicht geadviseerde subsidieparameters voor de SDE++ 2020 voor de categorie *Benutting restwarmte industrie of datacenters*

Subcategorie	Basisbedrag SDE++ 2020 (€/kW _{th})	Looptijd subsidie (jaar)	Berekeningswijze correctiebedrag (€/kW _{th})	Voorlopig correctiebedrag emissierechten (€/tCO ₂)
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem	0,033	15	90% x TTF[LHV]	EUA-prijs * (Δ CO ₂ - Δ allocatieEUA)
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem	0,044	15	90% x TTF[LHV]	EUA-prijs * (Δ CO ₂ - Δ allocatieEUA)
Benutting restwarmte stoom	0,010	15	90% x TTF[LHV]	Geen subsidie

15 Bevindingen CCS

15.1 Beschrijving technologie

CO₂-afvang en -opslag (CCS) kent verschillende mogelijke toepassingen in zowel de industrie als de elektriciteitsproductie. Op verschillende locaties kan CO₂ worden afgevangen, gecombineerd, getransporteerd en daarna onder de grond worden opgeslagen. Binnen de SDE++ wordt momenteel alleen CCS onderzocht voor industriële toepassingen. Toepassingen voor de energiesector worden niet in de regeling opgenomen⁵⁷. Naast CCS is het ook mogelijk de afgevangen CO₂ nuttig te gebruiken in bijvoorbeeld kassen, ureum, melamine en frisdrankproductie. Dit wordt aangeduid met CCU. In de SDE++ 2020 is CCU niet opgenomen, dit kan voor volgende SDE++-ronden verder onderzocht worden.

Bij industriële processen kan CO₂ zowel met pre-combustion- als post-combustion-technieken worden afgevangen.⁵⁸ Bij pre-combustion-technieken wordt de CO₂ verwijderd in het productieproces, post-combustion-technieken verwijderen CO₂ uit rook- of restgassen. Pre-combustion zijn vaak economisch de meest interessante opties omdat er sprake is van relatief hoge CO₂-concentraties op hoge druk. Nadeel is echter dat ze soms slechts een gedeelte van de CO₂ uit het proces kunnen afvangen. Met post-combustion-technieken wordt de CO₂ vaak uit rest- of afgassen gewassen. Dat gebeurt bij relatief lage CO₂-concentraties en druk, waardoor de kosten hoger zijn. Voordeel is dat de rest- of afgassen vaak alle CO₂ uit het (verbrandings)proces bevatten, waardoor er meer CO₂ kan worden afgevangen.

De kosten voor het afvangen van CO₂ worden mede bepaald door puurheid van de bron, de afvangtechnologie⁵⁹ en of de CO₂-afvanginstallatie op een nieuwe of bestaande fabriek wordt geïnstalleerd. De kosten kunnen mede daardoor zeer case-specifiek zijn.

Voor het transport en de opslag van CO₂ moeten er in Nederland CO₂-transportnetwerken gerealiseerd worden waaraan de industrie de afgevangen CO₂ kan leveren. Op dit moment zijn er gevorderde plannen voor CO₂-netwerken in Rotterdam (Porthos) en Amsterdam (Athos). Deze transportnetwerken zullen een verwerkingstoelage vragen voor het transporteren en opslaan van de CO₂. Om CO₂ te kunnen leveren aan deze netwerken, zullen geïnteresseerde bedrijven naast een CO₂-afvanginstallatie een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk moeten realiseren en de afgevangen CO₂ op de juiste druk en zuiverheid moeten aanleveren.

De aangeleverde CO₂ zal via een pijpleiding naar een opslagveld worden getransporteerd. De beoogde opslaglocatie voor het CO₂-transportnetwerk dat Porthos wil ontwikkelen bevindt zich op zee, in het P18-veld. Voor Athos is nog geen opslaglocatie bekendgemaakt, maar ook

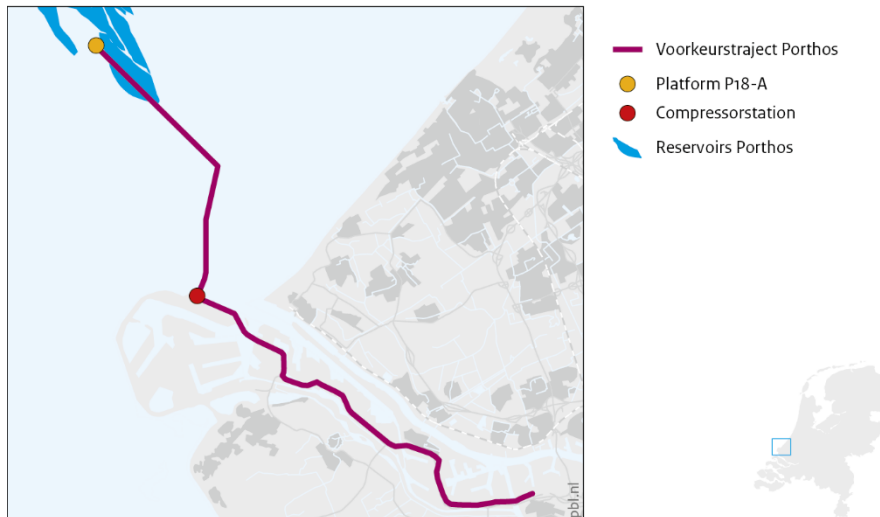
⁵⁷ Er is één uitzondering: de CO₂-emissies van Tata Steel worden (deels) toegerekend aan elektriciteitsproductie. In het Klimaatakkoord is daarom opgenomen dat deze 3 Mt CO₂ wel in aanmerking komt voor CCS.

⁵⁸ Hoewel bij deze processen niet per definitie sprake is van verbranding, worden pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion ook in deze context vaak gebruikt. Industriële alternatieven zijn: pre-process removal (pre-combustion), removal from diluted streams (post-combustion) en removal from oxy-fired streams (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO, 2011).

⁵⁹ De meest gangbare technieken voor CO₂-afvang zijn bekend als pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion. Echter, in industriële toepassingen is niet altijd sprake van verbranding. Daarom zijn er industriële alternatieve namen ontwikkeld die qua proces op hetzelfde neerkomen: pre-process removal (pre-combustion), removal from diluted streams (post-combustion) en removal from oxy-fired streams (oxyfuel-combustion) (IEA & UNIDO, 2011). Omdat deze terminologie niet door iedereen wordt gebruikt is ervoor gekozen in dit eindadvies pre-combustion, post-combustion en oxyfuel-combustion te gebruiken.

dit zal zich op zee bevinden. Voor bedrijven die niet aan deze transportnetwerken liggen zullen alternatieve CO₂-transportopties moeten worden ontwikkeld.

Figuur 15-1
Voorkeursvariant beoogde CO₂-leidingtracé Porthos



Bron: Royal Haskoning DHV, 2019; bewerking PBL

De aanwezigheid van een transportnetwerk is een belangrijke voorwaarde voor de realisatie van CO₂-afvang. Het is daarom de verwachting dat de eerste SDE++-aanvragen voor CCS vooral komen van bedrijven die betrokken zijn bij Porthos en Athos. Dit is echter geen voorwaarde, noch kan dit advies gelezen worden als pleidooi om SDE++-subsidie te beperken tot projecten die op Porthos of Athos aangesloten zullen gaan worden. Wel moet worden opgemerkt dat in de huidige berekening van het SDE++-basisbedrag voor CCS er geen rekening wordt gehouden met variatie in aansluitkosten als gevolg van grotere afstanden tot het CO₂-transportnetwerk. Dit kan betekenen dat de regeling bedrijven die verder van Porthos of Athos liggen en hogere transportkosten hebben nu nog niet voldoende compenseert.

De huidige plannen rondom de CO₂-transportnetwerken van Porthos en Athos zullen niet voldoende zullen zijn om de maximale 7,2Mt-CO₂-afvang en -opslag te faciliteren. Dat betekent dat er rekening wordt gehouden met eventuele toekomstige uitbreidingen van Porthos of Athos of de realisatie van aanvullende CO₂-transportnetwerken. In de volgende paragraaf wordt een overzicht gegeven van de verschillende kostenposten. In paragraaf 15.7 worden voor de referentie-installaties de basisbedragen gegeven.

15.2 Aannames kosten

Voor de bovengenoemde toepassing zijn investeringskosten en operationele kosten in kaart gebracht op basis van literatuur, industriedata en casestudies. In deze paragraaf worden de verschillende kostenposten beschreven en eventuele aannames toegelicht.

15.2.1 Investeringskosten

Voor CO₂-afvang zijn investeringen vereist in een afvanginstallatie, compressie en een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van CO₂-afvang, de concentratie van CO₂, het proces waarvan wordt afgevangen, de gekozen technologie en of het een nieuwe of bestaande fabriek betreft. Deze worden

per subcategorie vastgesteld in een referentie-installatie. Voor kostenfactoren die voor alle CCS-cases gelden zijn aannames gemaakt:

- Zuivering: er zijn nog geen specificaties afgegeven over de zuiverheid van CO₂ bij invoeding in het CO₂-transportnetwerk. Daarom worden literatuurwaarden gebruikt als benadering van de zuiveringskosten;
- Compressie: de afgevangen CO₂ moet aan het CO₂-transportnetwerk worden aangeleverd op 35 bar (Porthos, 2019). In het CO₂-transportnetwerk wordt de druk verder verhoogd tot 100 bar of hoger (Porthos, 2019);
- Aansluitkosten: dit betreft de kosten voor het aansluiten van de CO₂-afvang en compressoren aan het CO₂-transportnetwerk. Deze investering komt voor rekening van de aanvragende partij. Voor de SDE++ 2020 is aangenomen dat de aanvragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO₂-transportnetwerk wordt gerealiseerd. Hierdoor zal de afstand voor de aansluiting relatief kort zijn: ongeveer 3 km. De kosten voor de pijpleiding van de afvanginstallatie naar het CO₂-transportnetwerk wordt geschat op 1,5 €/km/t CO₂ per jaar. De totale aansluitkosten worden hiermee geschat op 4,5 €/t CO₂ afgevangen per jaar.

Voor het opslaan van CO₂ is een CO₂-transportnetwerk nodig. Dit vereist investering in een CO₂-(pijpleidingen)netwerk, additionele compressie en CO₂-opslagfaciliteiten. Als referentie voor het CO₂-transportnetwerk is Porthos gekozen. Dit project bevindt zich in een gevorderd stadium waardoor er informatie beschikbaar is omtrent technische specificaties (zoals druk) en kosten voor transport en opslag. De realisatie van het CO₂-transportnetwerk wordt niet als onderdeel beschouwd van de SDE++, maar er wordt wel rekening gehouden met een verwerkingstoeslag die moet worden betaald voor het opslaan van de CO₂. Deze verwerkingstoeslag is een operationele kostenpost en wordt verder toegelicht in paragraaf 15.3.1.

Voor afvanglocaties die niet direct aan het Porthos-netwerk liggen of hier geen gebruik van willen maken is het mogelijk om CO₂ te transporteren per schip of per as (over de weg). Op dit moment valt vervoer van CO₂ per schip of per as nog niet onder EU ETS, wat betekent dat deze CO₂ dan niet telt als emissiereductie. Mogelijkheden om dit wel onder EU ETS te laten vallen worden momenteel onderzocht. Het is echter niet duidelijk of deze oplossingen al beschikbaar zijn vóór openstelling van de SDE++ 2020.

Er zijn locaties waar al CO₂ wordt afgevangen en geleverd wordt aan tuinders, frisdrankenindustrie of wordt gebruikt voor productie van ureum en melamine (CCU). Indien de vraag seizoensgebonden is (zoals bij levering aan tuinders), wordt een deel van het jaar de afgevangen CO₂ afgeblazen. Deze CO₂ kan ook worden opgeslagen. Hiervoor zijn aanvullende investeringen vereist in bijvoorbeeld compressie en aansluiting op het CO₂-transportnetwerk.

15.2.2 Regeling Milieu-investeringsaftrek (MIA)

Volgens (RVO, 2019) komt apparatuur voor CO₂-afvang in aanmerking voor Milieu-Investeringsaftrek, onder code F 1409 (Apparatuur voor de chemische verwerking van afvalstoffen). Deze aftrek geldt daarmee alleen voor de subcategorieën waarbij een investering in CO₂-afvang nodig is:

- Nieuwe CO₂-afvang, bestaande installatie: investering in CO₂-afvanginstallatie met een capaciteit van 360 kt CO₂ per jaar is €64 miljoen;
- Nieuwe CO₂-afvang, nieuwe installatie: investering in CO₂-afvanginstallatie met een capaciteit van 360 kt CO₂ per jaar is €44 miljoen.

Het maximumbedrag dat per bedrijfsmiddel in aanmerking komt is echter €25 miljoen. Daarvan mag 36%, oftewel €9 miljoen worden afgetrokken van de fiscale winst. De vennootschapsbelasting (met een tarief van 21,7%) wordt daardoor met €1.953.000 verlaagd. In formule: MIA-voordeel = €25.000.000 * 36% * 21,7% = €1.953.000.

15.3 Operationele kosten

Er worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook voor operationele kosten geldt dat deze worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen, de gekozen technologie en of het een nieuwe of bestaande installatie betreft.

De vaste O&M-kosten bestaan uit salariskosten, administratieve en overheadkosten, jaarlijkse O&M, verzekeringen en lokale belastingen (IEAGHG, 2017a). Op basis van literatuur en industriedata is aangenomen dat deze kosten voor CO₂-afvang, zuivering en compressie 3% van de investeringskosten bedragen, voor de aansluiting zijn de O&M-kosten op 2% van de investeringskosten gesteld. De variabele O&M-kosten worden bepaald door het gebruik van bijvoorbeeld chemicaliën die nodig zijn bij het afvangen van CO₂. Deze kosten kunnen verschillen per toepassing en kunnen ook verwaarloosbaar zijn.

Energiekosten bestaan uit warmte of stoom voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie. De benodigde hoeveelheid energie nodig voor CO₂-afvang en compressie worden veelal gegeven in de beschikbare literatuur en rapporten. Alleen indien deze niet beschikbaar zijn worden energiekosten geschat op basis van vuistregels uit de literatuur:

- Warmte bij CO₂-afvang, pre-combustion: 312,5 kWh (th)/t CO₂ afgevangen;
- Warmte bij CO₂-afvang, post-combustion: 1028 kWh (th)/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij CO₂-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWh (e)/t CO₂ afgevangen;
- Elektriciteit bij compressie: 125 kWh (e)/t CO₂ afgevangen.

De warmtevraag kan dus groter zijn dan de elektriciteitsvraag. Wel is het zo dat een deel van de warmtevraag door onbenutte restwarmte zou kunnen worden ingevuld. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,053 €/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2020 tot en met 2034 op basis van de KEV (Klimaat en Energieverkenning) 2019 (PBL, 2019)⁶⁰. Voor de kosten van warmte wordt op basis van de KEV een prijs van 0,027 €/kWh (th) aangenomen. Naast energie zijn er beperkte kosten voor het gebruik van chemicaliën en water voor het afvangproces. Deze kosten verschillen per proces en worden daarom per referentie-installatie vastgesteld.

15.3.1 Verwerkingstoelage

De afgevangen CO₂ wordt via het CO₂-transportnetwerk getransporteerd naar opslaglocaties onder de Noordzee. De bedrijven die CO₂-afvangen betalen hiervoor een verwerkingstoelage. Deze toeslag dekt de kosten voor de realisatie van het CO₂-transportnetwerk (pijpleidingen, compressoren, etc.), de operationele kosten (energie, onderhoud, monitoring, etc.) en de aansprakelijkheidsrisico's in het geval van bijvoorbeeld lekkages.

Voor het vaststellen van de verwerkingstoelage wordt uitgegaan van het Porthos-netwerk. Hierin worden twee tarieven onderscheiden:

- Transporttarief – Dekt de kosten van transport en wordt bepaald door de gevraagde piekcapaciteit in geleverd volume en het totale volume van getransporteerde CO₂.

⁶⁰ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

- Opslagtarief – Dekkt de kosten voor CO₂-opslag en wordt bepaald door het volume aangeboden en daarmee opgeslagen volume CO₂.

Het transporttarief kan als gevolg van fluctuaties in het aangeboden volume in de tijd verschillen: bij een gelijk jaarlijks volume CO₂ zal een aanbieder met een constante flow een lager transporttarief betalen, dan een aanbieder met een fluctuerende flow. Bij de tweede aanbieder wordt het transporttarief vastgesteld op basis van de benodigde piek-capaciteit. Hierdoor kunnen er verschillen ontstaan in de werkelijke verwerkingskosten tussen verschillende referentiecasses. Dit is meegenomen in de vaststelling van de basisbedragen.

Momenteel heeft Porthos nog geen definitieve tarieven vastgesteld. Een belangrijke factor in hierin is het totale volume dat door het CO₂-transportbedrijf getransporteerd en opgeslagen moet worden. Dit volume kan pas na de eerste SDE++-ronde(n) nauwkeurig worden vastgesteld. Er zijn verschillende scenario's opgesteld met de daarbij behorende transport- en opslagtarieven. Voor de SDE++ 2020 wordt in eerste instantie uitgegaan van een 70% bezettingsgraad en 8000 uur levering per jaar:

- Opslagtarief: 15 €/t CO₂
- Transporttarief: 45 €/t CO₂

Bij een constant volume (load factor = 1) zal de verwerkingstoeslag 60 €/t CO₂ zijn. Bij een fluctuerend aanbod zal de load factor stijgen (>1) waardoor het transporttarief stijgt en daarmee ook de verwerkingstoeslag.

De verwerkingstoeslag is fors hoger dan eerdere schattingen van EBN & Gasunie uit 2017 (10 €/t CO₂) en in het conceptadvies werd aangenomen (30 €/t CO₂). In tabel 15-1 wordt het verschil in beide tarieven toegelicht:

Tabel 15-1. Toelichting kostenontwikkeling verwerkingstarief

Publicatie	Kosten-schatting [€/t CO ₂]	Opmerkingen
EBN & Gasunie rapport (2017)	10	Gebaseerd op alleen de technische kosten
	10	Overige relevante kosten CO ₂ -transport en -opslag: Financieringskosten & rendementseisen; Kosten om aansprakelijkheden en risico's af te dekken; Kosten gerelateerd aan de opruimverplichting.
	10	Overige factoren die kosten mogelijk beïnvloeden: In de huidige opzet wordt er door Porthos een relatief klein volume opgeslagen (<40 Mt CO ₂). Dit kan van invloed zijn op de transport- en opslagkosten ⁶¹ ; Mogelijk hogere kosten voor gebruik van de opslaglocaties dan in eerste instantie ingeschat.
Conceptadvies SDE++ 2020	30	Inschatting PBL, gebaseerd op: 100% bezettingsgraad transportnetwerk; Lage schatting van de kostenrange 30 tot 40 €/t CO ₂ .
	30	Gebruik van het gemiddelde van de kostenrange; 70% bezettingsgraad transportnetwerk; Aanpassing van de inflatiecorrectie gebruikt in de berekening. Deze is gecorrigeerd bij het vaststellen van het basisbedrag.
Eindadvies SDE++ 2020	60	Gecombineerde kosten voor transport en opslag bij constante levering van 8000 uur per jaar.

⁶¹ In de studie van EBN en Gasunie (2017) wordt aangegeven dat transport- en opslagkosten nauwelijks worden beïnvloed door volume, maar dit wordt niet expliciet onderbouwd. Het vermoeden blijft daardoor bestaan dat schaalgrootte wel degelijk van invloed kan zijn op de CO₂-transport- en opslagkosten.

Tabel 15-1 verklaart grotendeels de stijging in de verwerkingskosten. Daarbij is een aantal kanttekeningen te plaatsen:

- Het te transporteren volume voor CO₂ is op dit moment nog onzeker, omdat het effect van de SDE++ nog niet bekend is. Daarom is rekening gehouden met een aanlooperperiode voor CCS, waarbij verwacht wordt dat het te transporteren CO₂-volume in een aantal jaren oploopt. Voor de SDE++ 2020 wordt daarom rekening gehouden met een bezettingsgraad van 70%, met een forse kostenstijging tot gevolg.
- Daarnaast is er een deel (ter grootte van ongeveer 10 €/t CO₂) waarvoor geen directe onderbouwing is gevonden. Wel zijn een aantal factoren genoemd die aannemelijk maken dat het verwerkingstarief is gestegen ten opzichte van de eerste EBN & Gasunie berekening.

Op basis van de kosten in tabel 15-1 concludeert het PBL dat een verwerkingstarief van 60 €/t CO₂ mogelijk te hoog is. Belangrijkste oorzaak is het gebruiken van een 70%-bezettingsgraad. Dit impliceert dat er sprake is van een overdimensionering. Het verwerkingstarief zou gebaseerd moeten worden op een 100% bezettingsgraad, maar dat vraagt om een accurate inschatting van het CO₂-volume wat nu nog niet gegeven kan worden. Zoals aangegeven kan daar pas na de eerste SDE++-rondes meer inzicht in worden verkregen. Uitbaters van een collectief transport- en opslagsysteem zullen mogelijk ook de eerste SDE++-rondes willen afwachten, voordat ze de tarieven definitief vaststellen.

Gezien de onzekerheid tussen het verwerkingstarief in dit eindadvies en het werkelijke verwerkingstarief, is voor het vaststellen van het verwerkingstarief in dit eindadvies als uitgangspunt genomen dat het verwerkingstarief toereikend moet zijn om bij toekenning van SDE++ het project ook daadwerkelijk te realiseren. Dat betekent dat voorkomen moet worden dat het werkelijke verwerkingstarief hoger is dan in het basisbedrag vastgesteld.

15.4 Aannee restwaarde

Voor CCS wordt een subsidietermijn van 15 jaar aangenomen, gelijk aan de meeste andere technologieën binnen de SDE++. Er wordt aangenomen dat er geen restwaarde over is na de 15 jaar subsidieperiode.

15.5 Correctiebedrag

De onrendabele top wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten die worden gegenereerd door de technologie. CCS betreft een *end-of-pipe*-oplossing waarvoor geen inkomsten worden genereerd. Wel wordt er EU ETS-rechten wordt uitgespaard.

CO₂-prijs

Bedrijven binnen het EU ETS zijn verplicht jaarlijks voldoende emissierechten af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen. Dat betekent dat de CO₂-reductie gerealiseerd met een SDE++-subsidie voor die installaties zal worden gecorrigeerd met de geldende CO₂-prijs.

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met:
CO₂-prijs * (Δ CO₂ – Δ allocatie EUA⁶²)

⁶² European Emission Allowances onder het EU Emission Trading System.

Waarbij:

- CO₂-prijs = ongewogen gemiddelde van de dagprijzen van EUA's (European Emission Allowances (EUA's) onder het EU Emission Trading System);
- Δ CO₂ = De afname van de directe CO₂-emissie als gevolg van de toepassing van CCS;
- Δ allocatie EUA = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde rechten als gevolg van de toepassing van CCS.

15.6 Aangeboden en vermeden CO₂

Toepassing van CCS vraagt energie voor afvangen, zuiveren en op druk brengen van de CO₂. Dit interne energiegebruik (ook wel *energy penalty* genoemd) kan leiden tot additionele CO₂-uitstoot. Voor elektriciteit wordt gerekend met de verwachte CO₂-emissiefactor voor elektriciteit uit het net in 2030 (0,18 kg CO₂/kWh)⁶³. Voor warmte wordt uitgegaan van verbranding van aardgas: 56,6 kg CO₂/GJ aardgas (LHV). Bij een conversie-efficiëntie van 90% (LHV) van een gasgestookte ketel, is de CO₂-emissie 62,9 kg CO₂/GJ_{th} (0,23 kg CO₂/kWh_{th}).

In sommige gevallen wordt een deel van de afgevangen CO₂ gebruikt voor CCU. Deze CO₂ moet buiten beschouwing worden gelaten bij de bepaling van het interne energiegebruik. Daarom wordt gerekend met het volume CO₂ dat wordt afgevangen voor CO₂-opslag:

$$\begin{aligned} \text{Intern energiegebruik} = \\ (\text{elektriciteit} * \text{emissiefactor} + \text{warmte} * \text{emissiefactor}) \\ * \text{volume CO}_2 \text{ afgevangen voor opslag} \end{aligned}$$

Door het volume CO₂ afgevangen voor opslag te corrigeren voor het interne energiegebruik wordt het volume CO₂ vermeden verkregen. Dit is de netto CO₂-reductie. Om het effect en de kosteneffectiviteit van de SDE++ te beoordelen wordt het volume vermeden CO₂ gebruikt in het bepalen van het basisbedrag.

Voor het afrekenen van de subsidie zal het volume CO₂ afgevangen voor opslag worden gebruikt, omdat dit door een onafhankelijke partij bij invoeding in het CO₂-transportnetwerk kan worden vastgesteld. Dat is niet het geval voor vermeden CO₂. Dat betekent dat in de uitvoering van de regeling ook een bedrag wordt vastgesteld in €/t CO₂ afgevangen voor opslag.

De CO₂-emissies als gevolg van het opereren van het CO₂-transportnetwerk en het opslaan van de CO₂ zijn niet meegenomen in de berekening van het interne energiegebruik. Het energiegebruik is wel geschat op basis van extra compressie (van 35 bar naar 100 bar of hoger) en energiekosten voor injectie:

- *Additionele compressie*. Voor het verhogen en op druk houden van de CO₂ in het transportnetwerk is elektriciteit nodig. Op basis van de eerder aangenomen 125 kWh (e) / t CO₂ is de additionele CO₂-uitstoot 20 kg / t CO₂. Aangenomen wordt dat dit een bovengrens is, aangezien het aantal compressiestappen dat nodig is voor het verhogen van de druk in de transportleiding lager is dan het aantal compressiestappen dat nodig is voor het op druk brengen van de afgevangen CO₂. Hierdoor zal de energievraag voor compressie in de transportleiding lager zijn dan bij het op druk brengen van de afgevangen CO₂.
- *Injectie*. De CO₂ wordt in eerste instantie getransporteerd naar een (nagenoeg) leeg gasveld. Aangenomen is dat er door de onderdruk in het gasveld nauwelijks extra

⁶³ Het betreft de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie in 2030. Dat is een andere grootheid dan de emissiefactor van de gemiddelde mix in 2030.

energie nodig zal zijn voor het injecteren van CO₂. Wanneer het veld voller raakt, zal de energievraag stijgen. Deze stijging is nu nog niet bepaald.

Conclusie: de additionele CO₂-uitstoot als gevolg van transport en injectie wordt in eerste instantie geschat op ten hoogste 2%. Nader onderzoek moet vaststellen of gedurende het vullen van het gasveld de energiekosten en daarmee de CO₂-uitstoot zullen toenemen.

15.7 Basisbedragen

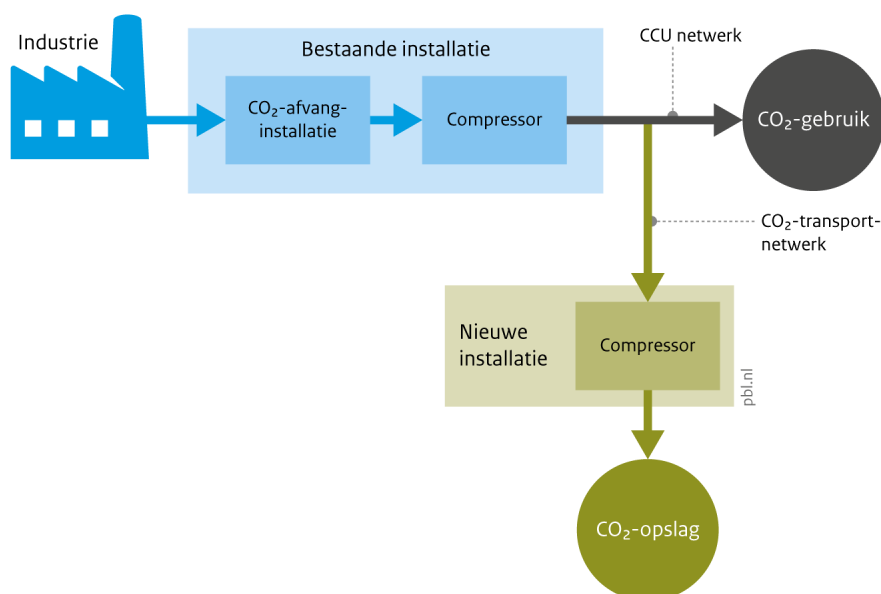
Voor verschillende processen is op basis van literatuur en marktdata inzicht verkregen in de kosten van toepassing van CCS. Op basis van karakteristieken van de afvangprocessen, de puurheid van de bronnen en de aanwezigheid van afvanginstallaties wordt advies uitgebracht over drie SDE++-subcategorieën. Deze subcategorieën zijn naar aanleiding van de marktconsultatie gewijzigd ten opzichte van het conceptadvies:

- Extra CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties;
- Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties;
- Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties.

De nieuwe indeling is generiek, waardoor alle mogelijke toepassingen van CCS zijn ondergebracht (exclusief bij elektriciteitsopwekking). De keuze voor minder subcategorieën en basisbedragen op sectorniveau is gemaakt om verschillende redenen die worden toegelicht in paragraaf 15.11. Het is nog steeds mogelijk om SDE++ aan te vragen voor de sectoren waarvoor nu geen sectorspecifieke subcategorieën en basisbedragen in het eindadvies zijn opgenomen. Deze aanvragen moeten worden gedaan in één van de drie nieuwe categorieën. Naast de nieuwe indeling is ook een indeling naar CO₂-concentratie overwogen. Een toelichting op die afweging is ook opgenomen in paragraaf 15.11.

Figuur 15-2

CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties variant A



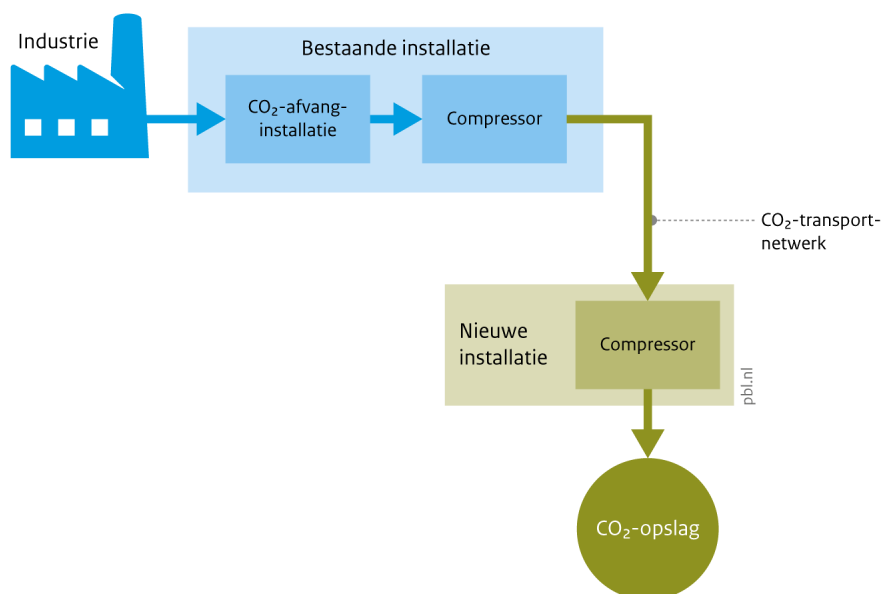
Bron: PBL

CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties

Onder deze subcategorie vallen installaties waar al CO₂ wordt afgevangen en getransporteerd voor gebruik bij tuinders, in de frisdrankindustrie en in de productie van ureum. Aansluiting op het CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op de bestaande verbinding tussen afvang/compressie en CCU-netwerk. Omdat het CO₂-transportnetwerk op een hogere druk opereert dan het CCU-netwerk, is extra compressie nodig om de CO₂ op de juiste druk aan te leveren. Voor de aansluiting en de compressor worden zowel investeringskosten als O&M-kosten in het basisbedrag opgenomen. Voor het transport naar de opslaglocatie en het opslaan wordt een verwerkingstoeslag opgenomen.

Indien de CO₂-levering aan het CCU-netwerk niet wordt gecontinueerd kan de afgevangen CO₂ direct aan het CO₂-transportnetwerk geleverd worden (Figuur 15-3). In dat geval zal de additionele compressor achter de bestaande compressor worden geplaatst, zodat de afgevangen CO₂ direct op de juiste druk wordt gebracht voor invoeding in het CO₂-transportnetwerk. Aangenomen wordt dat deze configuratie niet zal leiden tot additionele kosten.

Figuur 15-3
CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties variant B



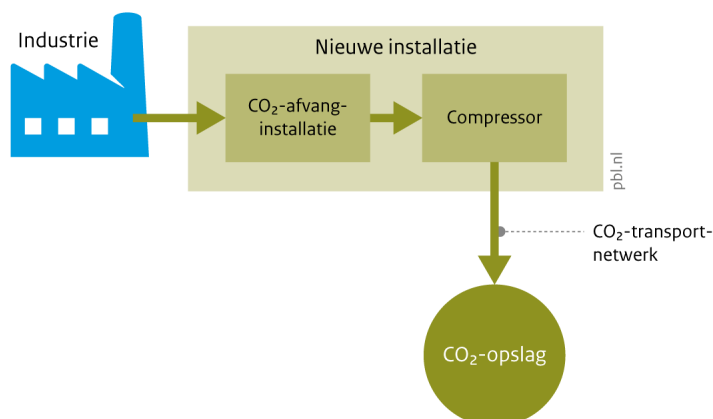
Bron: PBL

Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties

Voor deze subcategorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk (zie figuur 15-4). In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. Voor het transport naar de opslaglocatie en het opslaan wordt een verwerkingstoeslag opgenomen.

Figuur 15-4

Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij bestaande of nieuwe industriële installaties



Bron: PBL

Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe industriële installaties

Er is ook nieuwe CO₂-afvang mogelijk nog te bouwen installaties. Hier is het voordeel dat de CO₂-afvang gelijk in het ontwerp kan worden meegenomen, wat leidt tot lagere inpassings- en aanpassingskosten. De kostencomponenten voor deze opties zijn gelijk aan de subcategorie Nieuwe CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties (zie figuur 15-4).

Voor iedere subcategorie is een referentie-installatie bepaald waarvoor de kosten zijn uitgerekend. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd.

15.8 CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties

Deze subcategorie is bedoeld voor industriële installaties waar al CO₂-afvang plaatsvindt en waar deze deels nuttig wordt gebruikt (tuinders, frisdrank, ureum) en deels afgeblazen wordt. Het gedeelte dat wordt afgeblazen kan worden opgeslagen. Bij levering aan tuinders is dit volume afhankelijk van seizoensinvloeden.

Bij deze categorie kan er concurrentie ontstaan tussen CCS en CCU, omdat opslaan van CO₂ door de SDE++ mogelijk een betere business case oplevert dan CCU. Omdat de keuze voor het al dan niet instant houden van de CO₂-levering voor CCU een beleidskeuze is, is er in deze subcategorie voor twee varianten een referentie-installatie vastgesteld, waartussen het PBL geen keuze maakt.

Variant A: Instandhouding van CCU-levering

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO₂-afvang met seizoenslevering aan tuinders. Uitgangspunt is dat de huidige levering aan tuinders gecontinueerd wordt en dat de CO₂-opslag additioneel is. Daarom wordt er voor de referentie-installatie aangenomen dat deze halftijds (4000 draaiuren) zal opereren. De CO₂-afvangkosten worden gedekt door de huidige activiteiten, waardoor de investeringen beperkt zijn tot een additionele compressor en aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Additionele compressie is vereist, omdat de CCU-pijpleiding op een lagere druk (22 bar) opereert dan het CO₂-transportnetwerk (35 bar). De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit, zodat afvangen CO₂ kan worden opgeslagen wanneer er geen levering plaatsvindt aan de kassen of frisdrankindustrie.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor compressie, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de CO₂ die wordt opgeslagen kan de afvangende partij kosten voor EU ETS vermijden. Hiervoor wordt in de subsidie gecorrigeerd.

Variant B: volledige levering van CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO₂-afvang, waarbij alle afgevangen CO₂ wordt geleverd aan het CO₂-transportnetwerk en vervolgens wordt opgeslagen. Aangenomen is dat de bestaande CO₂-afvanginstallatie in 2005 in gebruik is genomen en bij de start van levering aan het CO₂-transportnetwerk (verwacht rond 2025) volledig is afgeschreven. De investeringskosten voor deze variant beperken zich daardoor tot de uitbreiding van compressie en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. De investeringskosten zijn daarmee gelijk aan de kosten voor variant A.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor compressie, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de afvangende partijen levert deze variant als voordeel op dat zij meer CO₂ opslaan, waardoor ze ook meer kosten voor EU ETS kunnen vermijden.

Opgemerkt wordt dat bij deze variant tuinders afhankelijk zijn van alternatieve bronnen voor CO₂, waaronder verbranding van aardgas. Dit zou een ongewenst effect zijn vanuit het oogpunt van nationale emissies. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt (zie tabel 15-2)

Tabel 15-2. Referentie-installatie voor extra CO₂-afvang bij bestaande installatie

Parameter	Eenheid	Variant A: SDE++ 2020	Variant B: SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	4000	8000
Capaciteit CO ₂ -aansluiting	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	1,0	1,0
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,55	1,0
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,54	0,98
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	29	29
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	4,5	4,5
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	34	34
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,0	1,0
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	6,6	6,6
SDE++-basisbedrag (CO ₂ -afvang)	[€/t CO ₂ vermeden]	16	12
Verwerkingstoelage	[€/t CO ₂ afvang]	90	60
MIA-correctie	[€/t CO ₂ vermeden]	-	-
SDE++-basisbedrag	[€/t CO₂ afvang]	112	76

De benodigde energie voor CO₂-compressie wordt geschat op:

- Elektriciteit: 125 kWh_e/t CO₂ afgevangen
- Warmte: 0 kWh_{th}/t CO₂ afgevangen

Toelichting op berekening verwerkingstoeslag

Variant A

De verwerkingstoeslag wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. Dit laatste is van invloed op de kosten voor het transport:

- Het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd en opgeslagen is 0,55 Mt CO₂;
- Door de seizoenslevering is de piekcapaciteit gelijk aan een jaarlijkse levering van 1,0 Mt CO₂. De zogenaamde "load factor" is dan $1,0 / 0,55 = 1,8$;
- Het opslagtariaf is 15 €/t CO₂ getransporteerd. Deze is onafhankelijk van de piekcapaciteit.
- Transporttarief is 45 €/t CO₂ getransporteerd op basis van 8000 uur levering. Correctie voor de load factor gebeurt op basis van het basistarief van 8760 uur: 41 €/t CO₂. Het transporttarief voor deze case wordt dan $41 * 1,8 = 75$ €/t CO₂

De verwerkingstoeslag voor variant A is dan: $15 + 75 = 90$ €/t CO₂ getransporteerd.

Variant B

In deze case is er sprake van constante levering, waardoor er geen aanpassingen zijn in de basistarieven voor transport en opslag:

- Het opslagtariaf is 15 €/t CO₂ getransporteerd
- Transporttarief is 45 €/t CO₂ getransporteerd

De verwerkingstoeslag voor variant B is dan: $15 + 45 = 60$ €/t CO₂ getransporteerd.

15.9 Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle bestaande installaties waarvoor CCS wordt overwogen. Als referentie is gekozen voor blauwe waterstof: toepassen van CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR). Dit is in Nederland de meest toegepaste productiemethode voor waterstof. Toepassen van CO₂-afvang op deze installaties is mogelijk met behulp van pre-combustion-technieken, waarna de CO₂ wordt gecomprimeerd en getransporteerd. Waterstof wordt in Nederland op verschillende locaties geproduceerd en in verschillende configuraties: standalone en geïntegreerd. Op basis van de beschikbare literatuurdata kan worden aangenomen dat er slechts een verschil is in CO₂-afvangkosten, maar dit kon niet met de beschikbare industriedata worden onderbouwd. Daarom is er (nog) geen aanleiding is om verschillende basisbedragen te berekenen.

Investeringen voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

Tabel 15-3. Referentie-installatie voor nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties (op basis van CO₂-afvang bij een bestaande SMR-waterstoffabriek)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kton/jaar]	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,32
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	68
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	1,6
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	70
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	2,1
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	20,6
SDE++-basisbedrag (CO ₂ -afvang)	[€/t CO ₂ vermeden]	53
Verwerkingstoeslag	[€/t CO ₂ afvang]	60
MIA-correctie	[€/t CO ₂ vermeden]	0,7
SDE++-basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	114

De benodigde energie voor CO₂-afvang en -compressie wordt geschat op:

- Elektriciteit: 175 kWh_e/t CO₂ afgevangen
- Warmte: 313 kWh_{th}/ t CO₂ afgevangen

Toelichting op berekening verwerkingstoeslag:

De verwerkingstoeslag wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. In deze case is er sprake van constante levering, waardoor er geen aanpassingen zijn in de basistarieven voor transport en opslag:

- Het opslagtarief is 15 €/t CO₂ getransporteerd
- Transporttarief is 45 €/t CO₂ getransporteerd

De verwerkingstoeslag is dan: 15 + 45 = 60 €/t CO₂ getransporteerd.

15.10 Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is opengesteld voor alle nieuwe installaties waarvoor CCS wordt overwogen. Als referentie-installatie is gekozen voor nieuwe, blauwe waterstof: een nieuwe SMR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kt per jaar. Met behulp van pre-combustie-technieken wordt CO₂ uit het syngas verwijderd, gecomprimeerd en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting naar het CO₂-transportnetwerk. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt:

Tabel 15-4. Referentie-installatie voor nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe installaties (op basis van CO₂-afvang bij een nieuwe SMR-waterstoffabriek)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020
Aantal draaiuren	[uren/jaar]	8000
Capaciteit waterstofproductie	[kton/jaar]	80
Afgevangen CO ₂ voor opslag	[Mt CO ₂ afvang/jaar]	0,36
Vermeden CO ₂	[Mt CO ₂ vermeden/jaar]	0,33
Investeringskosten: afvang, zuivering en compressie	[miljoen €]	61
Investeringskosten: aansluiting transportnetwerk	[miljoen €]	1,6
Investeringskosten – TOTAAL	[miljoen €]	63
Vaste O&M-kosten	[miljoen €/jaar]	1,3
Variabele O&M-kosten en energiekosten	[€/t CO ₂ afvang]	17,4
SDE++-basisbedrag (CO ₂ -afvang)	[€/t CO ₂ vermeden]	45
Verwerkingstoeslag	[€/t CO ₂ afvang]	60
MIA-correctie	[€/t CO ₂ vermeden]	0,6
SDE++-basisbedrag	[€/t CO ₂ afvang]	106

De benodigde energie voor CO₂-afvang en -compressie wordt geschat op:

- Elektriciteit: 175 kWh_e/t CO₂ afgevangen
- Warmte: 286 kWh_{th}/ t CO₂ afgevangen

Toelichting op berekening verwerkingstoeslag:

De verwerkingstoeslag wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. In deze case is er sprake van constante levering, waardoor er geen aanpassingen zijn in de basistarieven voor transport en opslag:

- Het opslagtarief is 15 €/t CO₂ getransporteerd
- Transporttarief is 45 €/t CO₂ getransporteerd

De verwerkingstoeslag is dan: 15 + 45 = 60 €/t CO₂ getransporteerd.

Er zijn ook projecten waarbij een algehele transitie naar waterstof wordt voorgesteld. Deze projecten richten zich naast het realiseren van nieuwe waterstoffabrieken ook op vervanging van industriële branders naar waterstof, realiseren van waterstofinfrastructuur en het gereedmaken van elektriciteitscentrales om waterstof te gebruiken voor elektriciteitsproductie.

15.11 Terugkoppeling subcategorieën conceptadvies

In het conceptadvies heeft het PBL andere subcategorieën opgenomen, waarvan een aantal niet zijn teruggekomen in het eindadvies. Deze keuze wordt hieronder toegelicht.

CCS bij geconcentreerde bronnen

Met het formuleren van de nieuwe subcategorieën "Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties" en "Nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties" is in die gevallen waterstofproductie als referentie-installatie gekozen. Hiermee is de noodzaak voor deze subcategorie komen te vervallen.

CCS bij AVI's

AVI's zijn vrij ver in het traject richting CO₂-afvang. Een aantal AVI's heeft dit jaar een FEED-studie laten uitvoeren om een beter inzicht te krijgen in de kosten voor CO₂-afvang. Op basis

daarvan kan geconcludeerd worden dat CCS bij AVI's momenteel niet bij de meest kosteneffectieve CCS-opties horen. Om projecten voor deze specifieke toepassing te stimuleren zal er een aparte subcategorie en basisbedrag moeten worden vastgesteld.

Uit de marktconsultatie bleek dat AVI's de mogelijkheid voor CO₂-afvang vooral hebben onderzocht in combinatie met levering aan tuinders (CCU). Deze combinatie wordt ingegeven vanuit een circulair oogpunt (een groot deel van de CO₂ van AVI's is biogeen) en het feit dat AVI's niet onder EU ETS vallen, waardoor zij geen specifiek voordeel hebben bij CO₂-opslag. Wel zien AVI's een toegevoegde waarde in een combinatie tussen CCS en CCU, zodat seizoensinvloeden kunnen worden opgevangen.

Aangezien CCU op dit moment nog niet mogelijk is onder de SDE++ adviseert het PBL om in het eindadvies voor 2020 geen aparte subcategorie en basisbedrag op te nemen voor CCS bij AVI's, maar deze optie later te onderzoeken in combinatie met CCU. Dit betekent dat projecten die onder deze subcategorie zouden vallen, in 2020 SDE++-subsidie kunnen aanvragen in de subcategorie *Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties*.

Zoals aangegeven is CO₂-afvang bij AVI's niet de meest kosteneffectieve CCS-toepassing. Op basis van de verkregen industriedata heeft het PBL vastgesteld dat de basisbedragen voor AVI's hoger zullen zijn dan de basisbedragen zoals nu vastgesteld voor de subcategorie 'Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties'.

CCS bij raffinaderijen

Binnen deze subcategorie zijn verschillende processen waar CCS kan worden toegepast: kraakprocessen (stoomkrakers, FCC, hydrocrackers), WKK's en waterstofproductie.

Uit de marktconsultatie is gebleken dat marktpartijen de voorkeur geven aan een andere referentietechnologie, namelijk toepassen van CO₂-afvang bij kraakprocessen. Het PBL heeft dit onderzocht en op basis van literatuur geconcludeerd dat deze optie niet bij de meest kosteneffectieve CCS-opties horen. Om projecten voor deze specifieke toepassing te stimuleren zal er een aparte subcategorie en basisbedrag moeten worden vastgesteld.

Het PBL concludeert dat er alleen kostendata beschikbaar zijn uit literatuur waarvoor grote onzekerheidsranges worden aangenomen. Omdat de marktconsultatie geen specifieke data heeft opgeleverd voor de Nederlandse situaties, heeft het PBL geconcludeerd dat het nog niet mogelijk is een goed representatief basisbedrag vast te stellen. Het PBL adviseert daarom in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie en basisbedrag op te nemen voor deze toepassing. Projecten die onder deze subcategorie zouden vallen, kunnen in 2020 SDE++ subsidie aanvragen in de subcategorie 'Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties'. Op basis van de kosteninschattingen met literatuurdata heeft het PBL kunnen vaststellen dat de basisbedragen voor CCS bij petrochemie naar alle waarschijnlijkheid hoger zullen zijn dan de basisbedragen zoals vastgesteld voor 'Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties'. In het geval deze subcategorie in toekomstige SDE++-ronden wordt overwogen, zal verbreding van de subcategorie met chemie worden onderzocht.

CCS bij andere processen

Naast CCS bij AVI's en raffinaderijen is in het conceptadvies ook aandacht besteed aan CCS bij productie van staal en ethyleenoxide:

- *CCS bij Staal*: voor deze toepassing concludeert het PBL dat het niet mogelijk is om op een onafhankelijke manier een basisbedrag vast te stellen. Bovendien is er sprake van een enkele case, waardoor CCS bij staal alleen kan worden ondergebracht bij een andere subcategorie. Op basis van de beschikbare data heeft het PBL kunnen

vaststellen dat het benodigde basisbedrag voor hoger zal zijn dan het basisbedrag voor *Nieuwe CO₂-afvang bij bestaande installaties*.

- *Ethyleenoxide*: voor deze toepassing heeft de marktconsultatie niet geleid tot additionele data waardoor het niet mogelijk is om voor deze toepassing een goed basisbedrag vast te stellen. Het PBL adviseert daarom in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor deze toepassing.

Daarnaast is naar aanleiding van de marktconsultatie overwogen om subcategorieën in te delen naar CO₂-concentratie. Het PBL heeft deze mogelijkheid onderzocht en stelt vast dat:

- Er geen perfecte relatie bestaat tussen afvangkosten en CO₂-concentratie. Vooral bij lagere CO₂-concentraties (<20%) ontstaat een grote kostenrange door toepassing op verschillende processen. Hierdoor is het moeilijk goede referentie-installaties en basisbedragen vast te stellen, tenzij er een scherpere afbakening wordt gemaakt naar bijvoorbeeld proces. Hiermee zal de categorisering dicht in de buurt komen van de categorisering zoals voorgesteld in het conceptadvies.
- Het is nog niet geheel duidelijk of het mogelijk is om CO₂-concentraties op stack-niveau onafhankelijk vast te stellen. Dit is nodig, omdat anders niet kan worden gecontroleerd of SDE++-aanvragen in de juiste subcategorie worden gedaan. Vooral wanneer categorieën aan elkaar grenzen of overlappen, wordt de kans op oneigenlijke oversubsidiëring groter.
- Chemie was niet opgenomen in de indeling van het conceptadvies. Met een indeling naar CO₂-concentraties zou hier automatisch sprake van zijn. Een alternatieve oplossing is om CCS bij chemie onder te brengen bij *CCS bij raffinaderijen*, omdat de toepassingen van CCS bij raffinaderijen en chemie goed overeenkomen, net als de mogelijke kosten. Hiervoor kan dan de nieuwe subcategorie *CCS bij petrochemie* worden overwogen.
- Een indeling naar CO₂-concentratie werd gezien als een mogelijke oplossing voor het opnemen van CCS bij staal. Echter, ook op basis van CO₂-concentraties is staal moeilijk te plaatsen: bij staal is er sprake van een relatief hoge CO₂-concentratie met relatief veel vervuiling, waardoor het basisbedrag voor die categorie naar alle waarschijnlijk niet toereikend zal zijn voor CCS bij staal.

Op basis van het bovenstaande stelt het PBL vast dat een indeling naar CO₂-concentraties niet noodzakelijkerwijs leidt tot een meer transparante, overzichtelijke of generiekere indeling. Wel is vastgesteld dat er voordelen kunnen zijn, bijvoorbeeld wanneer er verschillende keuzes kunnen worden gemaakt voor het plaatsen van een CO₂-afvanginstallaties. In de huidige indeling ligt deze keuze min of meer vast, in de indeling naar CO₂-concentraties zouden aanvragers meer vrijheid hebben. Echter, gezien de bovengenoemde bezwaren wat betreft overlap en mogelijk oversubsidiëring wordt vooralsnog niet over gegaan tot een indeling naar CO₂-concentraties.

15.12 Overzicht basisbedragen

In tabel 15-5 worden de basisbedragen voor de voorgestelde subcategorieën weergegeven, met daarbij een omrekening naar €/t CO₂ vermeden op basis van de kaders van de rangschikking (direct energiegebruik bij afvang meegenomen).

Tabel 15-5. Overzicht SDE++-basisbedragen subcategorieën CO₂-afvang en -opslag (CCS)

Subcategorie	Uren	Basisbedrag SDE++ 2020 [€/t CO ₂ afgevangen]	Omrekening basisbedrag SDE++ 2020 [€/t CO ₂ vermeden]
Aanvullende CO ₂ -opslag bij bestaande CO ₂ -afvanginstallaties (A)	4000	112,48	115,17
Extra CO ₂ -opslag bij bestaande CO ₂ -afvanginstallaties (B)	8000	76,31	78,14
Nieuwe CO ₂ -afvang bij bestaande industriële installaties	8000	114,16	127,32
Nieuwe CO ₂ -afvang bij nieuwe industriële installaties	8000	106,13	117,59

15.13 Nadere overwegingen

Tijdens het opstellen van dit eindadvies is een aantal overwegingen gemaakt. Deze worden hieronder toegelicht.

Vaststellen basisbedragen van referentie-installaties

Het doel van dit eindadvies is per subcategorie een basisbedrag vast te stellen dat representatief is voor de bestaande en nieuwe installaties waarvoor toepassing van CCS wordt overwogen. Het is bekend dat er in de praktijk verschillen kunnen bestaan tussen installaties die in dezelfde subcategorie vallen, wat het vaststellen van een representatief basisbedrag bemoeilijkt. Factoren die hierbij een rol kunnen spelen zijn onder andere:

- Omvang van de installatie
- Volume van CO₂-afvang
- Energiekosten, onbekend is in hoeverre processen gebruik kunnen maken van energie die elders in het proces wordt opgewekt of dat energie moet worden ingekocht.
- In hoeverre installaties al voorbereid zijn op CO₂-afvang
- Verschillen in productieprocessen.

Engineeringstudies of FEED-studies kunnen de kosten voor CCS gedetailleerder en met grotere zekerheid inzichtelijk maken. Deze zijn echter nog niet voor alle opties uitgevoerd. Daarom zijn de kosten ingeschat op basis van literatuur en beschikbare industriedata. Dat levert de volgende onzekerheden en gevoeligheden op:

- De marktconsultatie heeft alleen voor AVI's en bestaande CO₂-afvang tot goede nieuwe inzichten geleid. Voor de andere subcategorieën werd weinig specifieke kostendata gedeeld, waardoor er niet voor alle basisbedragen een solide basis was voor het maken van aanpassingen. Hierdoor kan mogelijke onder- of oversubsidiëring niet worden uitgesloten.
- De marktconsultatie heeft geleid tot additionele inzichten rondom de verschillen tussen fabrieken, installaties en processen met hetzelfde doel. Voor AVI's heeft dit geresulteerd tot een beter inzicht in de breedte van de kostenranges, maar voor andere sectoren (waaronder waterstofproductie) heeft dit nog niet de gewenste inzichten geleid. Ook dit effect kan leiden tot mogelijke onder- of oversubsidiëring.
- Voor de referentie-installaties van nieuwe CO₂-afvang zijn geen specifieke compressiekosten bekend. Deze zijn geschat met behulp van een tool ontwikkeld in het GeoCapacity-project (GeoCapacity, 2010) en gevalideerd tijdens de marktconsultatie. Echter, het bleek niet mogelijk een precieze kosteninschatting te maken voor de referentie-installaties.

- De CO₂-verwerkingstoelage bestaat uit een transporttarief en een opslagtarief. Het transporttarief wordt hierbij beïnvloed door de gevraagde piekcapaciteit. Op basis van constante aanlevering van CO₂ wordt gerekend met een transporttarief van 45 €/t CO₂ getransporteerd en een opslagtarief van 15 €/t CO₂ getransporteerd. Vanwege de onzekerheid over het volume CO₂ dat getransporteerd gaat worden zijn de tarieven gebaseerd op het 70%-bezettingsgraad scenario. Indien de bezettingsgraad hoger blijkt te zijn zal het tarief hierop worden aangepast.

Marktindices en correctiebedragen

- De CO₂-heffing is geen onderdeel van de berekening van de SDE++-basisbedragen.
- Correctie voor EU ETS is projectspecifiek. Na aanvraag van SDE++-subsidie kan pas vastgesteld worden of en in welke mate de aanvrager EU ETS-plichtig is.

Verskil tussen generieke subsidiehoogte en specifieke subsidiebehoefte

- In de SDE++ worden basisbedragen gebruikt die per (sub)categorie de maximale hoogte van het subsidieniveau bepalen. Dat betekent in de praktijk dat er zowel toepassingen zijn die niet uit kunnen met het vastgestelde basisbedrag (ondersubsidiëring) als dat er toepassingen zijn waarbij sprake is van oversubsidiëring. Om voor CCS inzicht te krijgen in de kostenrange van de verschillende toepassingen is zoveel mogelijk kostendata verzameld. Hierbij zijn de volgende uitdagingen geïdentificeerd:
 - Verschillen in kosten tussen CO₂-afvang technologieën en het volume CO₂ dat mogelijk kan worden afgevangen;
 - Verschillen tussen vergelijkbare processen die de complexiteit en kosten van CO₂-afvang beïnvloeden. Hierdoor kunnen bijvoorbeeld de inpassingskosten van CO₂-afvang, aansluiting en transport per locatie (sterk) verschillen;
 - Inpassing van CO₂-afvang technologie kan het bestaande proces beïnvloeden met zowel kosten als baten tot gevolg. Dit kan per technologie, proces en locatie (sterk) verschillen.
- Het PBL heeft deze effecten voor de subcategorieën zo goed mogelijk in kaart gebracht en meegewogen in het formuleren van een referentie-installatie. Op basis van de beschikbare kostendata zijn per subcategorie meerdere referentie-installaties doorgerekend. De range van basisbedragen die hieruit is ontstaan is geanalyseerd op toepasbaarheid, onzekerheden en risico's voor onder- en oversubsidiëring. Daarnaast is het uitgangspunt genomen dat de basisbedragen niet per se gericht moeten zijn op het stimuleren van de goedkoopste toepassingen, maar ook voldoende stimulering moeten bieden aan duurdere opties. Desalniettemin geeft het PBL aan EZK de overweging mee om na projectrealisatie de werkelijk gemaakte kosten te toetsen.

Kosten voor transport en opslag van CO₂

- De verwerkingstoelage maakt een significant deel uit van de basisbedragen. Deze wordt momenteel gebaseerd op bekende projecten. Omdat er slechts één kosteninschatting beschikbaar is voor CO₂-transport en -opslag specifiek in Nederland, geven wij EZK ter overweging mee om de kostenschattingen in Nederland op twee momenten onafhankelijk te laten toetsen: vóór publicatie van de regeling en zodra voldoende zicht is op het volume dat in de SDE++ is toegekend.
- Indien de uitkomst van de toetsing sterk afwijkt van het verwerkingstarief in dit eindadvies, dan kan in overleg met het PBL worden besloten de verwerkingstoelage in dit eindadvies aan te passen.
- Er ontstaat mogelijk een verschil tussen de verwerkingskosten in dit eindadvies en het werkelijke verwerkingstarief. Dit kan aanleiding geven tot het achteraf corrigeren van het basisbedrag en de subsidieverplichting. Het PBL ziet hiervoor drie mogelijkheden:
 - De verwerkingstoelage in dit eindadvies vaststellen op basis van 70% bezettingsgraad. In het geval dat de werkelijke verwerkingskosten lager blijken te

zijn, moet dan achteraf het basisbedrag en de subsidieclaim naar beneden worden bijgesteld. Het surplus vloeit dan terug in de SDE++. Voor dit eindadvies is deze aanpak gekozen.

- De verwerkingstoelage in dit eindadvies vaststellen op basis van 100% bezettingsgraad. In het geval dat de werkelijke verwerkingskosten hoger blijken te zijn, moet dan achteraf het basisbedrag en de subsidieclaim naar boven worden bijgesteld. Dit betekent dat er dan te veel SDE++-subsidie toegekend is.
- De verwerkingstoelage in dit eindadvies vaststellen op basis van 100% bezettingsgraad, maar de subsidieclaim berekenen op basis van 70% bezettingsgraad. In het geval dat de werkelijke verwerkingskosten hoger blijken te zijn, dan wordt het basisbedrag aangepast op basis van de extra ruimte die is opgenomen in de subsidieclaim. Indien dit niet nodig is, vloeit het surplus terug in de SDE++.

16 Basisprijzen en voorlopige correctiebedragen

16.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de berekening achter de basisprijzen en de correctiebedragen voor de bevoorschotting voor de SDE++ 2020. De berekeningswijze van het voorlopige correctiebedrag en de berekening van de basisprijs volgen dezelfde berekeningsmethode. De enige uitzondering is dat voor het voorlopige correctiebedrag een relevante, actuele marktindex gebruikt wordt voor commodityprijzen, terwijl voor het basisbedrag tweederde van de langetermijnprijs van de commodity toegepast wordt. Zoals vastgelegd in het besluit SDE, worden deze bedragen bepaald aan de hand van de langjarige elektriciteitsprijs (voor basisprijzen) of marktindices (voor correctiebedragen) van gas en elektriciteit waarop voor verschillende categorieën verrekendfactoren van toepassing zijn. In geval van CCS komt hier de CO₂-prijs bij als extra marktindex. Deze notitie beschrijft de ontwikkeling van de marktprijzen en aanvullende factoren die gebruikt worden in de basisenergieprijzen en de correctiebedragen.

De basisprijzen zijn gebaseerd op 2/3e van de langetermijnenergieprijs. Deze langetermijnprijs, het ongewogen gemiddelde van de reële energieprijs in de jaren 2020 tot en met 2034, is afgeleid van de KEV 2019 met voorgenomen beleid⁶⁴. De langetermijnprijs voor elektriciteit in de context van de SDE+ bedraagt volgens deze berekening 0,053 €/kWh, de langetermijnprijs voor gas is 0,024 €/kWh_{HHV}. Voor windenergie op land is de langetermijnprijs, inclusief profiel- en onbalanskosten, 0,043 €/kWh. De basisprijzen voor deze categorieën zijn de basisprijs elektriciteit vermenigvuldigd met deze profiel- en onbalansfactoren, wat leidt tot 0,029 €/kWh voor wind-op-land en zon-PV. Voor waterstof is de basisprijs 1,07 €/kg H₂ en voor CCS is de basisprijs 25,3 €/tCO₂.

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 categorie wordt tevens een basis(energie)prijs vastgesteld, die de ondergrens voor het correctiebedrag vormt. Het basisbedrag en de basisprijs worden per nieuwe regeling bepaald voor iedere categorie en liggen vast gedurende de looptijd van een subsidiebeschikking. De correctiebedragen worden daarentegen binnen een subsidiebeschikking jaarlijks berekend om zodoende de actuele marktwaarde te benaderen.

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving gevraagd een berekening te maken van de voorlopige correctiebedragen en de basisprijzen voor het jaar 2020. Deze notitie heeft tot doel een overzicht te geven van deze

⁶⁴ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

berekende basisprijzen en correctiebedragen. Daarnaast wordt de ontwikkeling van de belangrijkste parameters getoond waardoor de correctiebedragen zoals de basisprijzen bepaald worden.

Paragraaf 2 in dit hoofdstuk biedt een uitleg van de berekeningsmethode en de invoerparameters die bij de berekening gebruikt zijn. Paragraaf 3 gaat in de op waarde van garanties van oorsprong. Paragraaf 4 toont de berekeningswijze gebruikt verder, paragraaf 5 bestaat uit een overzicht van de berekende waarden voor respectievelijk elektriciteit, gas, warmte, WKK en overige CO₂-reducerende opties.

16.2 Toelichting parameters basisprijzen en correctiebedragen

16.2.1 Toelichting parameters elektriciteit

Inleiding

De berekeningsmethode van de basisbedragen en de correctiebedragen voor de SDE++ 2020-elektriciteitscategorieën worden hieronder weergegeven. De methodiek voor de berekening van de correctiebedragen voor elektriciteit producerende categorieën is hierbij een uitbreiding van de berekeningsmethode die in de notitie *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++* wordt getoond⁶⁵. De methodologie voor de berekening van de basisprijzen voor elektriciteit producerende categorieën wordt in deze publicatie meer in detail benadrukt. De basisprijs van hernieuwbare elektriciteit is een combinatie van de langetermijnelektriciteitsprijs. Een extra aanpassing geldt bij zon-PV, afhankelijk van of de elektriciteitsproductie voor eigen gebruik wordt gebruikt of aan het net wordt geleverd. Tabel 16-1 toont schematisch welke verschillende rekenmethoden er voor basisprijs en correctiebedrag van elektriciteitsopties bestaan.

Tabel 16-1. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen elektriciteit

Rekenmethode		Formules
Elektriciteit	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}}$
Elektriciteit wind-op-land	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind-op-land}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind-op-land}$
Elektriciteit zonPV-netlevering	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering klein	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE} + \text{Netwerktarief}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE} + \text{Netwerktarief}$
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering groot	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$
	Correctiebedrag	$\text{EPEX}_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$

⁶⁵ Pisca en Lensink (2019), *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++*, Den Haag: PBL.

De gehanteerde parameterwaarden (zoals profiefactoren) die specifiek zijn voor de verschillende categorieën elektriciteitsproductie worden weergegeven in tabel 16-2.

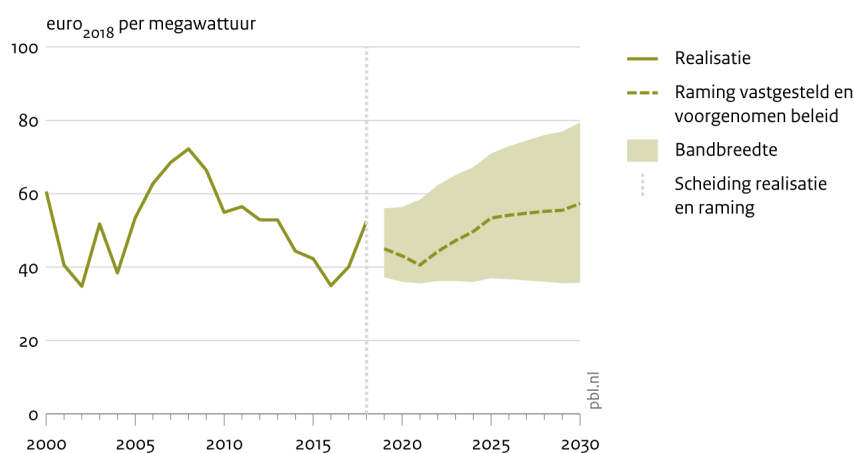
Tabel 16-2. Gehanteerde parameterwaarden voor berekenen van de basisprijzen en de correctiebedragen SDE++ 2020

Parameters	Waarden gehanteerd voor correctiebedragen	Waarden gehanteerd voor basisprijzen
Elektriciteitsprijs (gemiddelde, ongewogen)	0,04885 €/kWh	0,05251 €/kWh
Profiel- en onbalansfactor wind op land	0,88	0,82
Profiel en onbalansfactor zon-PV	0,97	0,84

Langetermijnprijzen elektriciteit

In de KEV 2019 worden verschillende prijspaden getoond. Voor de toekomst betreft het de projecties op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en een bandbreedte daaromheen, als getoond in figuur 16-1.

Figuur 16-1
Groothandelsprijs elektriciteit



Bron: CBS; bewerking PBL (realisatie); KEV-raming

Deze elektriciteitsprijzen hebben betrekking op de gemiddelde prijs van geconsumeerde elektriciteit in Nederland. Voor de SDE++ wordt gekeken naar productie-installaties die in beginsel onafhankelijk van de vraag elektriciteit produceren. De gemiddelde langjarige elektriciteitsprijs die zij ontvangen, zal daardoor een volume-ongewogen elektriciteitsprijs zijn.

Wind- en zon-PV-electriciteitsproductie is vatbaar voor profieffecten. Dit veroorzaakt een gemiddeld lagere elektriciteitsprijs door een grote mate van gelijktijdigheid van het aanbod. Bovendien hebben zij ook te maken met onbalans door onvermijdelijke afwijkingen tussen de werkelijke productie en de markt biedingen die een dag van tevoren gedaan moeten worden. Deze factoren komen tot uiting in profielkosten respectievelijk onbalanskosten. De profielkosten zijn afkomstig van berekeningen in de KEV 2019. Voor de onbalanskosten wordt een constante waarde van 0,004 €₂₀₁₉/kWh gebruikt op basis van de huidige onbalanskosten. Tabel 16-3 geeft een cijfermatige overzicht van de gehanteerde elektriciteitsprijzen gebuikt in de berekening van de basisprijzen voor een periode van 15 jaar (2020-2034)⁶⁶.

⁶⁶ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

Tabel 16-3. Gemiddelde elektriciteitsprijs, in €₂₀₁₉/kWh

Jaar	Electriciteitsprijs (ongewogen uurgemiddelde)	Wind-op-land (incl. profiel- en onbalansfactor)	Zon-PV (incl. profiel- en onbalansfactor)
	€ ₂₀₁₉ /kWh	€ ₂₀₁₉ /kWh	€ ₂₀₁₉ /kWh
2020	0,043	0,037	0,038
2021	0,041	0,035	0,036
2022	0,044	0,038	0,039
2023	0,047	0,041	0,042
2024	0,050	0,042	0,043
2025	0,054	0,046	0,046
2026	0,054	0,046	0,046
2027	0,055	0,045	0,045
2028	0,055	0,045	0,046
2029	0,056	0,044	0,045
2030	0,058	0,045	0,046
2031	0,058	0,045	0,046
2032	0,058	0,045	0,046
2033	0,058	0,045	0,046
2034	0,058	0,045	0,046
Gemiddelde elektriciteitsprijs 2020-2034	0,053	0,043	0,044

De gemiddelde elektriciteitsprijs over de jaren 2020-2034 bedraagt 0,053 €/kWh. De gemiddelde elektriciteitsprijs voor wind-op-landcategorieën bedraagt 0,043 €/kWh terwijl voor zon-PV-categorieën deze 0,044 €/kWh bedraagt, als getoond in tabel 16-3. De basisprijs voor elektriciteit is tweederde daarvan ofwel voor beide afgerond 0,035 €/kWh. De respectievelijke gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zon-PV zijn 0,82 en 0,84, gemiddeld over 2020-2034. De basisprijzen voor deze categorieën zijn de basisprijs elektriciteit vermenigvuldigd met deze profiel- en onbalansfactoren, wat leidt tot 0,029 €/kWh voor zowel wind op land en als zon-PV.

Marktindex elektriciteit: EPEX_{basislast}

Voor elektriciteit is de marktindex de *day ahead*-markt EPEX en wel de prijsnoteringen in de periode 1 september 2018 tot en met 31 augustus 2019. Voor de voorlopige correctiebedragen 2020 is het ongewogen gemiddelde over deze periode berekend⁶⁷ De gemiddelde elektriciteitsprijs over de periode bedraagt 0,049 €/kWh. De respectieve gerealiseerde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zon-PV categorieën zijn 0,88 en 0,94.

Overige parameters

Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie

Voor categorieën zon-PV in 2020 worden meerdere basisprijzen en correctiebedragen gehanteerd afhankelijk van de geproduceerde elektriciteit die wel of niet aan het net wordt geleverd. Voor de producerende installaties die elektriciteit aan het net leveren is het correctiebedrag en basisprijs exclusief energiebelasting. De energiebelasting is van toepassing voor de installaties die de geproduceerde elektriciteit niet aan het net leveren. Het belastingbedrag gebruikt in de berekeningen is 0,022 €₂₀₁₉/kWh⁶⁸ Daarboven wordt voor niet-levering ook het marginale transporttarief van 0,0092 €/kWh opgeteld.

⁶⁷ Pisca en Lensink (2019), Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++, Den Haag: PBL.

⁶⁸ Tarieven energiebelasting 2019, Belastingdienst.

16.2.2 Toelichting parameters hernieuwbaar gas

Inleiding

De berekeningsmethode van de basisbedragen en de correctiebedragen voor de SDE++ 2020-categorieën voor hernieuwbaar gas worden hieronder weergegeven. De methodiek voor de berekening van de correctiebedragen voor hernieuwbaar gas producerende categorieën is hierbij een uitbreiding van de berekeningsmethode die in de notitie *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++* wordt getoond⁶⁹. De basisprijzen voor de SDE++ 2020-hernieuwbaargascategorieën worden berekend aan de hand van de langjarige aardgasprijs als getoond in de KEV 2019 getoond in tabel 16-4.

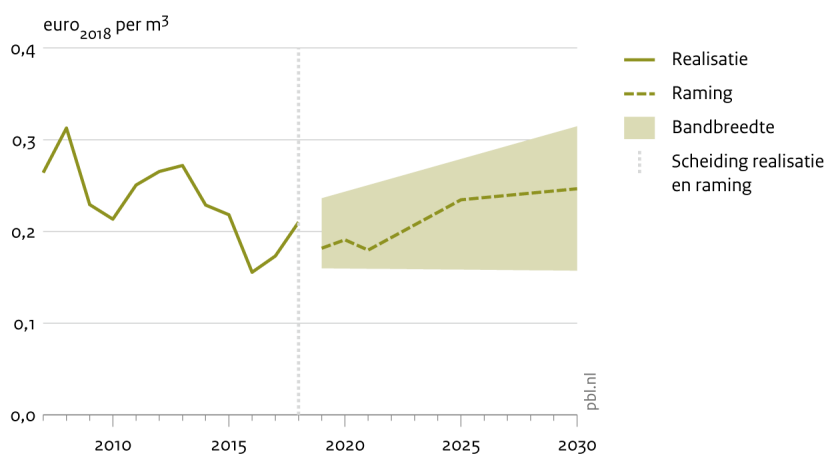
Tabel 16-4. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen hernieuwbaar gas

Rekenmethode		Formules
Hernieuwbaar gas	Basisprijs	$\frac{2}{3} \times \text{LT-aardgasprijs (langetermijnprijzen)}$ (bovenste verbrandingswaarde)
	Correctiebedrag	TTF (year ahead marktprijs gas) (bovenste verbrandingswaarde)

Langetermijnprijzen aardgas

In de KEV 2019 worden verschillende prijspaden getoond. Voor de toekomstige prijspaden betreft het de projecties op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en een bandbreedte daaromheen, als getoond in figuur 16-2.

Figuur 16-2
Jaargemiddelde groothandelsprijs aardgas



Bron: CBS (realisatie); ICE ENDEX TTF, IEA WEO (IEA, 2018) en WLO 2015 (CPB & PBL, 2015) (raming)

De aardgasprijzen die gebruikt worden bij de berekening van de basisprijzen, zijn getoond in tabel 16-5.

⁶⁹ Pisca en Lensink (2019), *Voorlopige correctiebedragen 2020 voor de SDE++*, Den Haag: PBL.

Tabel 16-5. Gemiddelde aardgasprijs, in €₂₀₁₉/kWh_{HHV}

Jaar	Aardgasprijs (bovenste verbrandingswaarde)
	€ ₂₀₁₉ /kWh _{HHV}
2020	0,020
2021	0,019
2022	0,020
2023	0,022
2024	0,023
2025	0,024
2026	0,025
2027	0,025
2028	0,025
2029	0,025
2030	0,026
2031	0,026
2032	0,026
2033	0,026
2034	0,026
Gemiddelde aardgasprijs 2020-2034	0,024

Marktindex aardgas: TTF

De voorlopige correctiebedragen voor 2020 worden berekend aan de hand van de marktprijzen voor levering van gas in 2020. Voor gas is de marktindex van de TTF op de *year ahead-market* (ofwel de termijnmarkt) gebruikt, waarbij gerekend is met prijzen voor Cal-20 zoals deze genoteerd stonden in de periode 1 september 2018 tot en met 31 augustus 2019. De prijs van aardgas lag in deze periode gemiddeld op 0,020 €/kWh_{HHV}.

16.2.3 Toelichting parameters warmte en WKK**Inleiding**

Er is geen directe marktindex voor de prijs van warmte, daarom wordt in de berekening van de basisprijzen en correctiebedragen voor warmte de representatieve prijs van warmte afgeleid van de prijs van gas. Daarnaast worden voor warmte meerdere basisprijzen en correctiebedragen gehanteerd, waarbij het belangrijkste onderscheid wordt gemaakt tussen kleine, middelkleine, middelgrote en grote installaties. Voor WKK-categorieën wordt het correctiebedrag berekend op basis van een gecombineerd correctiebedrag voor warmte en elektriciteit. Tabel 16-6 toont schematisch welke verschillende rekenmethoden er voor basisprijzen en correctiebedragen van warmte- en WKK-opties bestaan. Meer informatie over de berekeningsmethoden is beschikbaar in een eerder gepubliceerd rapport.⁷⁰

⁷⁰ Lensink en Van Zuijlen (2015), Aanvullend onderzoek correctiebedragen SDE+-regeling, ECN.

Tabel 16-6. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen warmte en WKK

Rekenmethode		Formules
Warmte, klein / middelklein / middelgroot	Basisprijs	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$
	Correctiebedrag	$(\text{Marktindex Warmteprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$
Warmte, groot	Basisprijs	$90\% \times 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}}$
	Correctiebedrag	Factor voor representatieve warmteprijs x Marktindex Warmteprijs _{LHV}
Direct warmte	Basisprijs	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$
	Correctiebedrag	$\text{Marktindex Warmteprijs}_{\text{LHV}} + \text{Energiebelasting (energiebelasting schijf)} + \text{ODE}$
WKK, klein / middelklein / middelgroot	Basisprijs	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{warmtekrachtverhouding} + \text{Energiebelasting (1}^{\text{e}} \text{ schijf)}) / (1 + \text{warmtekrachtverhouding})$
	Correctiebedrag	$(\text{Correctiebedrag elektriciteit} + \text{correctiebedrag warmte} \times \text{warmtekrachtverhouding}) / (1 + \text{warmtekrachtverhouding})$

In de adviesvraag heeft EZK aan het PBL gevraagd om nader te kijken naar de correctiebedragen (grootschalige) warmte. Wij hebben daarbij gepoogd per categorie een generieke inschatting te maken van de aard van de warmte-installatie die (deels) vervangen wordt. De situaties waarin 70% van de aardgasprijs als maatgevend beschouwd kan worden ('warmte uit flexibele WKK') achter wij niet generiek typerend te zijn voor een categorie, al komt deze situatie in de praktijk wel voor. Daarentegen wenst EZK in nader geformuleerde uitgangspunten geen onderscheid te maken tussen verdringing van warmte uit een gasketel met rookgascondensatie ('warm water') en warmte uit een gasketel met rookgascondensatie ('stoom'). Op deze variaties hebben we in dit rapport wel een analyse uitgevoerd, maar in deze tabel noch in de geadviseerde correctiebedragen en basisprijzen komt deze differentiatie terug.

Ontwikkeling langetermijnprijzen warmte

De representatieve prijs van warmte wordt afgeleid van de gemiddelde langjarige aardgasprijs. Deze warmteprijs bedraagt 0,0265 €/kWh_{LHV}. De aanvullende parameters die worden genoemd in de berekeningsmethode worden gepresenteerd in tabel 16-7.

Tabel 16-7. Gehanteerde parameterwaarden voor de basisprijzen

Parameters	Waarde gehanteerd voor basisprijzen
Langetermijnwarmteprijs (gemiddelde)	0,0265 €/kWh _{LHV} Berekend d.m.v.: $0,0239 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}} \times (35,17 \text{ MJ}_{\text{HHV}}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3)$
Gasketelrendement Warmte klein, middelklein en middelgroot	90%
Factor voor representatieve warmteprijs Warmte groot	90%

Marktindex warmte

De representatieve prijs van warmte wordt afgeleid van de prijs van aardgas, aangezien er geen daadwerkelijke marktindex voor warmte bestaat. Deze warmteprijs bedraagt 0,0221€/kWh_{LHV}. De aanvullende parameters die worden genoemd in de berekeningsmethode worden gepresenteerd in tabel 16-8.

Tabel 16-8. Gehanteerde parameterwaarden voor de correctiebedragen

Parameters	Waarde gehanteerd voor correctiebedragen
Marktindex warmte	0,0221 €/kWh _{LHV} Berekend d.m.v.: $0,0199 \text{ €/kWh}_{\text{HHV}} \times (35,17 \text{ MJ}_{\text{HHV}}/\text{Nm}^3 / 31,65 \text{ MJ}_{\text{LHV}}/\text{Nm}^3)$
Gasketelrendement Warmte klein, middelklein en middelgroot	90%
Factor voor representatieve warmteprijs Warmte groot	90%

Overige parameters*Energiebelasting en Opslag Duurzame Energie*

Zowel de correctiebedragen als basisprijzen behorende bij warmtelevering bevatten voor kleine, middelkleine en middelgroot installaties een component voor vermeden energiebelasting. Het corresponderende energiebelastingtarief correspondeert met de grootte van de bij de categorie behorende referentie-installatie, zoals deze door het PBL gehanteerd is ter advisering van de basisbedragen.⁷¹ In dit energiebelastingtarief is de Opslag Duurzame Energie (ODE) 2019 inbegrepen. Een voorbeeld: kleine installaties welke minder dan 170.000 m³ aardgasequivalent per jaar aan warmte produceren worden verondersteld het energiebelastingtarief en de ODE van de schijf 0-170,000 m³ aardgas per jaar te besparen. De uitzonderingen hierop zijn zonthermie, waarbij het zonthermiesysteem is combinatie met een traditionele warmtevoorziening zal functioneren, en kleinschalige mestmonovergisting, waarbij de warmte geacht wordt geleverd te worden aan een grote hub. Het tarief voor kleine installaties bedraagt daarmee 0,34553 €/m³ of 0,00393 €/kWh_{LHV}. Op vergelijkbare wijze worden de energiebelastingtarieven inclusief ODE voor grotere installaties bepaald.

Warmtekrachtverhouding

De parameters die bij aanvang van een beschikking vast staan, doch relevant zijn voor de berekening van de basisprijzen en de correctiebedragen, zijn de warmtekrachtverhoudingen bij de WKK-categorieën. Deze volgen uit de referentie van een betreffende categorie. Tabel 16-9 toont de gehanteerde warmtekrachtverhoudingen (aangeduid met WK-factoren) voor de WKK-categorieën.

Tabel 16-9. WK-factor per categorie, warmte en WKK

Categorie	WK-factor
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	1,07
Monomestvergisting, gecombineerde opwekking > 400 kW	1,00
Monomestvergisting, gecombineerde opwekking ≤ 400 kW	1,00
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	0,66

16.2.4 Toelichting parameters CO₂-reducerende categorieën**Inleiding**

Onder de verbreding van de SDE++ vallen industriële opties zoals grootschalige elektrische boilers, grootschalige warmtepompen, waterstof uit elektrolyse en CO₂-afvang en -opslag. Een deel van de bedrijven die deze opties zullen implementeren, vallen onder de *European*

⁷¹ Lensink & Cleijne (2016), Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2017, ECN-E–16-040, Petten.

Emission Trading System (EU ETS). Deze bedrijven zijn verplicht jaarlijks voldoende emissierechten, ofwel *European Emission Allowances* (EUA), af te dragen om hun CO₂-uitstoot te vereffenen (één EUA staat voor het mogen uitstoten van één ton CO₂)⁷². Bedrijven binnen de EU ETS kunnen deze EUA kopen op de *European Energy Exchange* (EEX) of deze gratis gealloceerd krijgen en kunnen deze onderling verhandelen. Het besparen op de benodigde inkoop van EUA, of het overhouden en verkopen van gratis gealloceerde EUA, leidt tot een financieel voordeel voor bedrijven. Hiervoor dient binnen de SDE++ gecorrigeerd te worden.

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend op basis van de volgende generieke formule:

$$CO_2\text{-prijs correctiebedrag} = CO_2\text{-prijs} * \text{Emissiefactor}_{\text{warm water geproduceerd op basis van gasketel}} \\ [\text{€/kWh}] = [\text{€/tCO}_2] * [\text{tCO}_2/\text{kWhth}]$$

waarbij CO₂-prijs de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA is.

De emissiefactor van warmwaterproductie op basis van een gasketel met terugwinning van condensatiewarmte is: $[56,6 \text{ (kgCO}_2\text{/GJ)} * 3,6 \text{ (GJ/MWh)} / 1000 \text{ (kWh/MWh)}] / 100\% = 0,204 \text{ kgCO}_2\text{/kWh}_{\text{th}}$.

Uit bovenstaande formule kan worden afgeleid dat als er geen allocatie is van vrije rechten, het correctiebedrag gelijk staat aan de bespaarde CO₂-emissie (kgCO₂/kWh) maal de CO₂-prijs (€/tCO₂). Als de hoeveelheid gratis gealloceerde emissierechten echter vermindert, dient hiervoor de bespaarde CO₂-emissies evenredig verminderd te worden.

Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten heeft betrekking op de productie van warm water met een gasgestookte ketel. Het PBL heeft voor deze omrekening van €/tCO₂ naar €/kWh gekozen, omdat hij eenduidig is. In de praktijk zal een ETS-voordeel veelal niet of slechts deels van toepassing zijn op de categorieën waar het PBL een ETS-prijs vermeldt. Op project-specifieke basis zal slechts kunnen worden vastgesteld of en in welke mate dit voordeel speelt, waar het PBL in dit rapport geen generieke waarde per categorie kan adviseren.

Specifieke gevallen hierbij zijn de CO₂-afvang en opslaginstallaties. Voor deze SDE++-categorieën is het correctiebedrag de markt-CO₂-prijs terwijl de basisprijs 2/3 van de lange-termijn-CO₂-prijs is.

Tabel 16-10 toont schematisch welke verschillende rekenmethoden er voor basisprijs en correctiebedrag van elektriciteitsopties bestaan .

Tabel 16-10. Rekenmethoden basisprijzen en correctiebedragen voor de SDE++ CO₂-reducerende opties

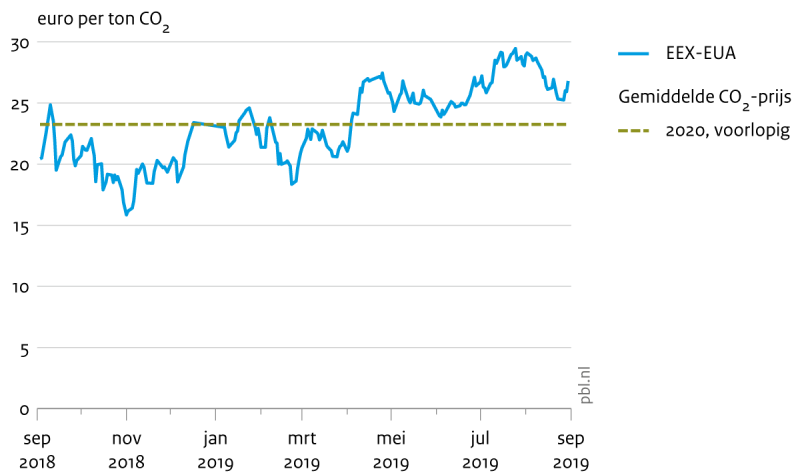
Categorieën		Formules
Warmte en waterstof	Basisprijs	n.v.t.
	Correctiebedrag	Emissiefactor _{gasgestookte ketel} x EUA (marktprijs CO ₂) x projectspecifieke factor
CCS	Basisprijs	2/3 x LT-CO ₂ -prijs
	Correctiebedrag	EUA (marktprijs CO ₂)

⁷² Nederlandse Emissieautoriteit, 2019.

Marktindex CO₂-prijs

Het correctiebedrag, berekend in overeenstemming met de andere correcties in de SDE, is de ongewogen gemiddelde marktprijs van CO₂ over de periode sept-2018 tot sept-2019, als getoond in figuur 16-3. De waarde hierbij is van 23,3 €/tCO₂.

Figuur 16-3
CO₂-prijs

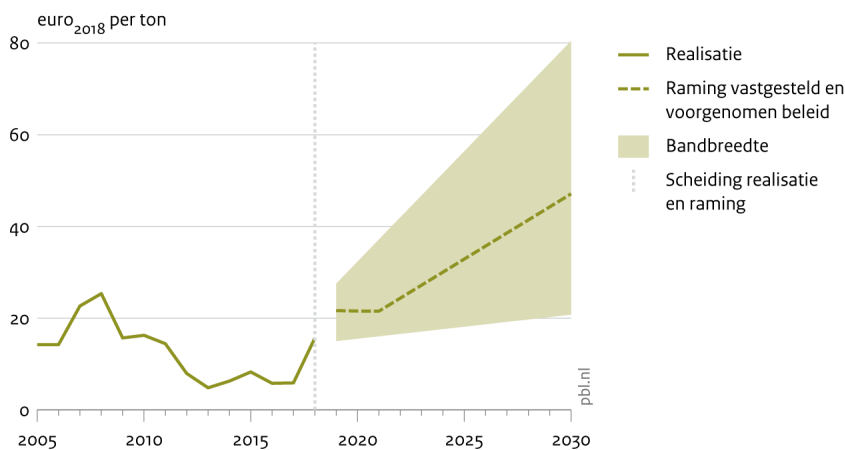


Bron: EEX-EUA

CO₂-prijs op de lange termijn

In de KEV 2019 worden verschillende prijspaden getoond. Door de wereldwijde marktontwikkelingen ziet de prijs van CO₂ een stijging in de periode tot 2030. Voor de toekomstige prijzen betreft het de projecties op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid en een bandbreedte daaromheen, als getoond in figuur 16-4.

Figuur 16-4
Jaargemiddelde CO₂-prijs



Bron: CBS (realisatie); KEV-raming

Een cijfermatig overzicht van de jaarlijkse CO₂-prijzen is hieronder in tabel 16-11 beschikbaar. De gemiddelde CO₂-prijs over de jaren 2020-2034⁷³ bedraagt 37,9 €/tCO₂. De basisprijs voor CCS categorieën is met twee derde daarvan 25,3 €/tCO₂.

Tabel 16-11. Gemiddelde CO₂-prijs uit de KEV, in €₂₀₁₉/tCO₂

Jaar	CO ₂ -prijs
	€ ₂₀₁₉ /t CO ₂
2020	22,33
2021	24,56
2022	26,80
2023	29,03
2024	31,26
2025	33,50
2026	36,34
2027	39,18
2028	42,02
2029	44,86
2030	47,71
2031	47,71
2032	47,71
2033	47,71
2034	47,71
Gemiddelde CO ₂ -prijs 2020-2034	37,90

16.3 Garanties van Oorsprong

Een extra aandachtspunt vormen de prijzen van de garanties van oorsprong (GvO's). Voor Nederlandse wind, zon en groen gas ligt de GvO-prijs inmiddels structureel boven de 0,003 €/kWh. Dat was de drempelwaarde die door ECN genoemd is (Lensink en Van Zuijlen, 2015), waarboven geadviseerd is na te denken over het verlagen van de subsidie met de GvO-inkomsten, mits een transparante GvO-index voorhanden zou zijn. GvO's voor Nederlandse wind en zon lagen in 2018 in de range van 6,50 tot 7,50 €/MWh waarbij zon GvO's worden verhandeld met een korting ten opzichte van wind GvO's van circa 0,20 €/MWh; voor groen gas lag de waarde van GvO's fors hoger rond de 12 €/MWh. Voor 2019 worden door marktpartijen voor zon, wind en biogas prijzen genoemd die aan de bovenkant van deze range liggen.⁷⁴ Wel varieert de waarde van GvO's met het aanbod van zon, wind en biogas. In een maand met bijvoorbeeld veel windaanbod daalt de prijs van wind GvO's en vice versa.

Omdat de waarde van GvO's zeer aanzienlijk is adviseert het PBL om rekening te houden met de waarde van GvO's in de SDE+-subsidies. Daarvoor bestaan verschillende methoden, elk met hun eigen beperkingen;

- (1) Correctie op basis van bid-ask spreads van GvO-brokers

⁷³ De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

⁷⁴ Dit wordt ondersteund door uitingen in het publieke domein: Countus rapporteert dat de waarde van Nederlandse wind GvO's tussen de 8 en 10 euro per MWh ligt en dat FrieslandCampina haar leden op 3 september 2019 € 7,25 per Nederlandse wind GvO en € 6,30 voor Nederlandse zonnestroom GvO bood, zie <https://www.countus.nl/je-gvo-is-geld-waard/>. GPX vraagt 12,95 euro inclusief BTW (€ 10,70 euro excl. BTW) voor 1 MWh Dutch wind of Dutch solar, zie <https://gpx.eu/en/>. Websites bezocht op 25 november 2019.

- (2) Intrekken van GvO's
- (3) Correctie op basis van rapportageverplichting GvO-prijzen voor projectontwikkelaars.

Ad (1) Correctie op basis van bid-ask spreads van GvO-brokers

GvO's worden verhandeld in bilaterale overeenkomsten tussen vragers en aanbieders waardoor de prijsvorming in principe niet erg transparant is. Een groot gedeelte van de verkoop van GvO's wordt afgesproken binnen langjarige stroomcontracten. Een ander gedeelte is vrij verhandelbaar (CBS, 2014: ca 10-30%). GvO's zijn een heterogeen product met hoge prijsvolatiliteit waarvan de prijs door gebundelde verkoop en bedrijfsinterne leveringen maar beperkt waarneembaar is. Daarom wordt er geen prijsstatistiek gemaakt door het CBS.⁷⁵ Met de toename van aanbod van hernieuwbare energie en de implementatie van artikel 19 van de nieuwe hernieuwbare-energie richtlijn (RED 2) is het mogelijk dat GvO-volumes zodanig toenemen dat in de toekomst georganiseerde markten met transparante prijsvorming voor Nederlandse GvO's tot stand zullen komen.⁷⁶ Dat is nu echter nog niet het geval. Anderzijds is internationale handel in GvO's via het EEX-handelsplatform (moedermaatschappij van EPEX) sinds 2018 niet meer mogelijk.⁷⁷

Desondanks kunnen GvO-prijzen voor voorlopige en definitieve correctiebedragen mogelijk worden vastgesteld door een gemiddelde te nemen van prijsquotes⁷⁸ van de drie of vier grootste brokers voor het betreffende jaar en de meest afwijkende transacties die gekenmerkt worden door de hoogste *bid-ask spreads* hieruit te verwijderen. Transactiekosten van circa 0,25 €/MWh die gemoed zijn met aankoop en verkoop van hernieuwbare elektriciteit GvO's (administratie rond aanmaken en intrekken door Certiq) dienen hierop in mindering te worden gebracht. Dit is vergelijkbaar met de manier waarop in een deel van de langetermijn-*power purchase agreements* (PPA's) voor zon en wind GvO's een GvO-referentieprijz wordt bepaald voor de periode waarvoor vaste prijsafspraken worden gemaakt. Indien mogelijk dienen aparte prijsquotes voor wind en zon te worden bepaald. Aangezien groen gas GvO's weinig worden verhandeld en de markt voor dit type GvO's duidelijk (nog) illiquide is, wordt verrekening van groen gas GvO's voorlopig uitgesloten.

Er zijn echter nog diverse openstaande vragen over hoe de uitvoerbaarheid van deze methode kan worden gewaarborgd. Onder andere is de vraag hoe dit contractueel kan worden vastgelegd met brokers.

De betrouwbaarheid van afgegeven prijzen kan mogelijk worden gewaarborgd door een cross-check in de vorm van een jaarlijkse consultatie van banken, producenten of energiebedrijven over de GvO-prijzen die in PPA's worden gebruikt. Ook hierbij is het wenselijk dat er afspraken worden gemaakt die de jaarlijkse aanlevering van data zeker stellen (bijvoorbeeld inzicht in geanonimiseerde PPA's op basis van NDA's).

Ad (2) Intrekken van GvO's

Rekening houden met de marktwaarde van GvO's door deze in te trekken als een project reeds SDE++-subsidie ontvangt. Dit maakt de constructie van een GvO-prijzindex voor verrekening van de GvO-waarde overbodig. Deze mogelijkheid wordt letterlijk genoemd in de RED II-richtlijn.⁷⁹ Het intrekken van GvO's wordt al langer toegepast in andere EU-lidstaten zoals Duitsland, Frankrijk, Ierland, Kroatië en Portugal.

⁷⁵ CBS (2014), Haalbaarheidsstudie prijswaarneming GvO's.

⁷⁶ Een recent initiatief dat zou kunnen leiden tot meer transparante prijsvorming is het blockchain gebaseerde Preenr platform dat volgens een consultatiereactie in het derde kwartaal van dit jaar van start gaat.

⁷⁷ EEX Group (2018), Annual Report 2017 - Local Expertise in Global Commodity Markets, Leipzig.

⁷⁸ Een prijsquote is een schatting van de prijs waartegen koop of verkoop van GvO's kan plaatsvinden, welke wordt gegeven in zogenaamde 'bid-ask spreads'.

⁷⁹ Artikel 19 lid 2: 'In order to take into account the market value of the guarantee of origin, Member States may, inter alia, decide to issue a guarantee of origin to the producer and immediately cancel it.'

Ad 3) Correctie op basis van rapportageverplichting GvO-prijzen voor projectontwikkelaars
De uitvoerder van de SDE++ stelt rapportageverplichtingen aan projectontwikkelaars die een SDE++-beschikking willen krijgen. Bedrijven zouden kunnen worden verplicht om aan te geven wat de gemiddelde volumegewogen prijs is waartegen zij hun GvO's hebben verkocht op spot- en termijnmarkten. Om te voorkomen dat een deel van de waarde strategisch wordt verlegd naar elektriciteitsprijzen of andere inkomstenc componenten zouden projectontwikkelaars ook over deze andere inkomstenc componenten moeten rapporteren. De volumegewogen gemiddelde spotprijs over alle projecten per technologie zou eventueel ook een GvO-prijs kunnen bieden om onder a) gebruikt te worden, dus waarmee generieke voorlopige en definitieve correctiebedragen kunnen worden bepaald.⁸⁰

Overweging

Voor zowel methode 1 ('Corrigeren voor de waarde van GvO's in correctiebedragen') als methode 3 ('Administratieve correctie op basis van rapportageverplichting GvO prijzen') geldt dat als GvO-prijzen zijn bepaald, de gemiddelde gerealiseerde GvO-prijs voor jaar *t* worden opgeteld bij het correctiebedrag exclusief GvO's. Het gaat dus om een correctie achteraf, in lijn met de huidige vaststelling van de andere componenten (electriciteitsprijzen en profiel- en onbalansfactoren) van de voorlopige en definitieve correctiebedragen. Hierdoor vermindert de onrendabele top en daarmee de uit te keren SDE++-subsidie. In de advisering gaan we ervan uit dat de waarde van GvO's echter alleen wordt verwerkt in de correctiebedragen voor nieuwe beschikkingen. Bestaande beschikkingen zouden onder onze aanname ongewijzigd blijven.⁸¹

Een belangrijk voordeel hiervan is dat de correctie voor de GvO-waarde meebeweegt met veranderingen in de GvO-prijzen. Dit is belangrijk want uit de marktconsultatie blijkt dat de waarde van GvO's op langere termijn als zeer onzeker wordt gezien. Partijen geven aan dat het aanbod van GvO's rond 2022 significant verruimd zal worden als er naar verwachting diverse windparken op zee worden opgeleverd. Ondanks dat bedrijven meer verplichtingen krijgen rond de verantwoording van CO₂-emissies en dit onder andere de vraag naar GvO's stimuleert, is de inschatting dat de vraag zal achterblijven zodat de GvO-prijs zal dalen. Tegelijkertijd geven partijen aan dat de prijs van Nederlandse GvO's wordt opgedreven door de CO₂-prestatieladder die Rijkswaterstaat hanteert bij aanbestedingen (en die wellicht door andere aanbestedende partijen wordt overgenomen). Opdrachtnemers die een aanbieding doen waaruit blijkt dat ze aantoonbaar hun best doen om minder CO₂ uit te stoten door zuinig met energie om te gaan, krijgen van Rijkswaterstaat namelijk een voordeel bij gunning. GvO's zijn daarbij een relatief goedkope optie om een korting op de fictieve inschrijfsom te realiseren. Alleen Nederlandse GvO's mogen daarvoor worden gebruikt.^{82 83} Een aantal partijen gaf aan bedenkingen te hebben bij de beperking tot Nederlandse GvO's omdat dit in strijd zou zijn met Europese regelgeving. Als deze beperking wordt opgeheven kunnen buitenlandse GvO's ook worden gebruikt voor het bereiken van een betere positie op de CO₂-prestatieladder en neemt de vraag naar Nederlandse GvO's af. Dit heeft een prijsdrukkend effect op de waarde van Nederlandse GvO's.

Ten slotte kan het verrekenen van de waarde van GvO's in SDE++-subsidies een belangrijke onzekerheid zijn voor banken en ondernemers bij de financiering van hun projecten. We ver-

⁸⁰ Het voorlopige correctiebedrag van jaar *t* wordt vastgesteld in jaar *t-1* op basis van GvO-prijzen van 1 september jaar *t-2* tot en met 31 augustus jaar *t-1*. Het definitieve correctiebedrag van jaar *t* wordt vastgesteld in jaar *t+1* op basis van GvO-prijzen over de periode 1 januari *t/m* 31 december van jaar *t*.

⁸¹ Zie bijlage C.3 van Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019.

⁸² Zie: <https://www.skao.nl/groene-stroom>.

⁸³ Volgens de Stichting Klimaatvriendelijk Aanbesteden & Ondernemen kan de additionaliteit van buitenlandse GvO's niet worden gewaarborgd d.w.z. deze leiden niet tot additionele productie van groene stroom. Echter, ook bij de additionaliteit van Nederlandse GvO's kunnen vraagtekens worden geplaatst.

wachten dat de markt zal moeten wennen aan de nieuwe situatie, onder andere in het aanpassen van langetermijncontracten. Het is daarom van belang om deze wijziging tijdig te communiceren.

Correctie voor de GvO-waarde op korte termijn

Omdat elk van de drie bovenstaande methoden niet direct toepasbaar is, stellen wij voor om de GvO-waarde voor de voorlopige correctiebedragen 2020 te baseren op gerealiseerde prijzen voor respectievelijk wind en zon GvO's in 2019. Deze zijn verkregen in het kader van de marktconsultatie alsook op basis van informatie uit het publieke domein.⁸⁴ We stellen voor de GvO-prijzen voor de voorlopige correctiebedragen 2020 ten behoeve van nieuwe SDE++ 2020-beschikkingen vast te stellen op 7,0 €/MWh voor windenergie en 6,5 €/MWh voor zonne-energie, beide is dat afgerond 0,007 €/kWh. Hiermee kunnen zowel voorlopige als definitieve correctiebedragen gecorrigeerd worden, in afwachting van vaststelling van een meer structurele methode om de waarde van GvO's te bepalen. Voor GvO's van biomassa-projecten zien we, na aftrek van transactiekosten, geen significante waarde om voor te corrigeren.

Het PBL is zich ervan bewust dat tegen de tijd dat projecten zijn gerealiseerd de GvO-prijzen anders kunnen zijn, bijvoorbeeld door een groter aanbod van GvO's door het gereedkomen van nieuwe windparken of zonneweiden dan wel meer of minder vraag naar GvO's. Ons voorstel is dat de voorlopige en definitieve correctiebedragen met wijzigingen van de GvO-prijzen meebewegen en daarom jaarlijks opnieuw worden vastgesteld. In het jaar 2020 zou een methode kunnen worden gekozen en uitgewerkt om op een consistente wijze jaarlijks de waarde van GvO's mee te nemen in de correctiebedragen. Het streven zou kunnen zijn om deze methode in het najaar van 2020 bij de vaststelling van de voorlopige correctiebedragen 2021 voor het eerst toe te passen.

16.4 Toelichting emissiefactoren

Emissiefactoren energieproductie

De productie van hernieuwbare energie draagt bij aan de vermindering van CO₂-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 uit fossiele brandstoffen verdringt - die bijdraagt tot een vermindering van CO₂-uitstoot. De emissiefactor (EF) wordt gedefinieerd als de gemiddelde CO₂-uitstoot voor een bepaalde bron, in verhouding tot de gemiddelde elektriciteitsproductie.

Om de hoeveelheid CO₂-uitstoot te bepalen die door de hernieuwbare energie wordt gereduceerd, worden een aantal aannames gemaakt met betrekking tot de vervangen fossiele energiebronnen. Voor hernieuwbare elektriciteit wordt echter aangesloten bij de uitgangspunten van EZK omtrent het gebruik van elektriciteit: de emissiefactor wordt genomen als de gemiddelde marginale optie in 2030. Groen gas daarentegen vervangt aardgas en hernieuwbare warmte vervangt aardgasinzet in een ketel. Aardgas is duidelijk niet de enige conventionele energiebron in de energie mix die teruggedrongen wordt. De keuze die hier gemaakt wordt berust op de feit dat aardgas kan gebruikt worden bij verschillende technologieconversies (elektriciteit en warmte). Tot dit punt heeft de *emissiefactor een bruto (BEF)* voorstelling van de conventionele energievervanging. Tabel 16-12 toont de BEF-en die gebruikt worden in de berekeningen in lijn met de uitgangspunten van EZK.

⁸⁴ Artikel 14 lid 1 (b) van het Besluit stimulerings duurzame energieproductie maakt correctie voor de GvO waarde via correctiebedragen mogelijk.

Tabel 16-12. Emissiefactoren energieproductie

Energiedrager	Emissiefactor	
Elektriciteit ⁸⁵	0,187 kg CO ₂ /kWh	
Warmte ⁸⁶	0,226 kg CO ₂ /kWh _{LHV}	62,80 kg/GJ _{LHV}
Gas	0,183 kg CO ₂ /kWh _{HHV}	50,58 kg/GJ _{HHV}
Waterstof	9 kg CO ₂ /kg H ₂	

Voor WKK-eenheden wordt de EF berekend als een gewogen gemiddelde van emissiefactoren van warmte en elektriciteit, en de bijbehorende warmte- en elektriciteitsproductie (of de WK-factor als in tabel 16-9 vermeld).

Berekeningswijze netto emissiefactor (NEF)

In de praktijk vervangt hernieuwbare energieproductie niet een-op-een de conventionele geproduceerde energie. Daarom aanpassingen nodig zijn om rekening te houden met de systeemrol van de gesubstitueerde energie en met het interne energieverbruik van de technologieën die hernieuwbare energie produceren. De gecorrigeerde waarde van de EF is een *netto emissiefactor (NEF)*.

Een correctie voor intern elektriciteitsgebruik is van toepassing voor warmteproductie, waterstofproductie en CO₂-afvang. In het geval van warmteproductie is intern elektriciteitsgebruik van toepassing op installaties die bijvoorbeeld een warmtepomp bevatten. Voor waterstofproductie, met behulp van elektrolyse, is elektriciteit een essentiële input. Voor CCS bestaat voor het afvangen van CO₂ uit industriële processen met behulp van CO₂-afvanginstallaties naast een intern elektriciteitsgebruik ook voor een intern warmtegebruik. Op basis van de uitgangspunten van EZK wordt de emissiefactor niet gecorrigeerd voor de interne warmtevraag. Een generieke formule voor de berekening van de NEF wordt hieronder weergegeven:

$$\text{Netto Emissie Factor (NEF)} = \frac{EF_{\text{vervange fossiele brandstof}} * \text{Energieproductie} - EF_{\text{intern energiegebruik}} * \text{Intern Energiegebruik}}{\text{Energieproductie}}$$

$$\left[\frac{\text{kg CO}_2}{\text{eenheid energie output}} \right]$$

Emissiefactoren voor intern energiegebruik

Voor de CO₂-uitstoot van het elektriciteitsverbruik voor warmteproductie met betrekking tot de categorieën in het SDE++ 2020 is een NEF berekend. Tabel 16-14 toont een overzicht hiervan.

Tabel 16-13. Emissiefactoren intern energieverbruik

Energiedrager	Emissiefactor
Elektriciteit basislast	0,187 kg CO ₂ /kWh
Elektriciteit 2000 vollasturen	0,007 kg CO ₂ /kWh
Warmte	-
Biomassa	-

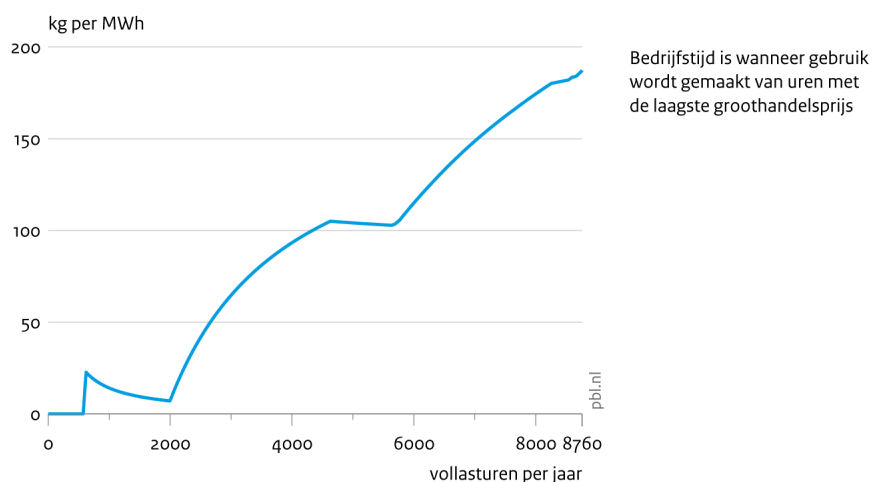
⁸⁵ PBL-rapport Kosten Energie- en Klimaattransitie in 2030 – update 2018.

⁸⁶ Kennisgeving standard CO₂-en emissiefactor aardgas voor emissiehandel 2018, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Staatscourant).

Als uitgangspunt door EZK opgegeven, wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale productie-eenheid in 2030 gebruikt, op basis van KEV 2019. De emissiefactor voor elektriciteit uit afvalverwerkingsinstallaties is op 0 gezet.⁸⁷ Voor het berekenen van de emissiefactor voor elektriciteit als de installatie enkel gebruikmaakt van lage uurprijzen (bijvoorbeeld elektrische boilers), is het volgende gedaan: voor de bedrijfstijd n van de installatie in kwestie zijn marginale emissiefactoren van de n -aantal goedkoopste uren (elektriciteitsprijs) gesommeerd en gedeeld door n . Figuur 16-5 toont een overzicht van de marginale emissiefactor voor verschillende bedrijfstijden voor flexibele capaciteitsgebruik⁸⁸. Grosso modo komt het erop neer dat hoe meer bedrijfsuren een toepassing draait, des te minder zekerheid er is dat er van zon- of windenergie gebruikgemaakt kan worden en des te groter de kans is dat er ook van fossiel opgewekte elektriciteit sprake zal zijn.

Figuur 16-5

Verband tussen gemiddelde marginale emissiefactor elektriciteitsproductie en bedrijfstijd, 2030



Bron: PBL

De marginale emissiefactor van een elektriciteit consumerende installatie in 2030 die op basislast draait, komt neer op 187 g CO₂/kWh, terwijl een installatie die op de 2000 goedkoopste uren draait, neerkomt op 7 g CO₂/kWh.

Biomassagebruik

Voor gebruik van biomassa wordt geen emissiefactor berekend. Op grond van de uitgangspunten wordt geen rekening gehouden met ketenemissies. Enkel bij mestvergisting verzoekt EZK om rekening te houden met de effecten van vermeden methaanemissie. Deze effecten zijn zeer afhankelijk van lokale omstandigheden, waarbij niet geheel duidelijk is wanneer er sprake is van keteneffecten die buiten de scope vallen. Op grond van het rapport *Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies* (Daniëls & Koelemeijer, 2016) wordt gerekend met broeikasgasreductie bij een mestmonovergisting voor hernieuwbaar-gasproductie die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor driekwart bestaat uit vermeden methaanemissies door vergisting. Dit is een gevoelige doch onzekere parameter voor de rangschikking. Wij kiezen hier voor een conservatieve waarde van 45 kg CO₂-reductie per GJ mest, waarvan wordt uitgegaan in de Richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen (EU2018/2001, 11 december 2018). Dat komt overeen met 22,5 kg CO₂-reductie

⁸⁷ Afvalverwerkingsinstallaties vallen onder de sector industrie en niet onder de energiesector. Deze installaties zijn gericht op het verbranden van afval en niet op productie van elektriciteit.

⁸⁸ De kleine stijging tussen 0 en 2000 uur bedrijfstijd wordt veroorzaakt doordat bij die bedrijfstijden de Velsen en IJmond WKK eenheden op sommige uren de marginale productie-eenheid vormen.

per ton mest. Zowel de richtlijn als de referentie-brandstof in dit advies hanteren een energie-inhoud van de mest van 0,5 GJ/t.

Tabel 16-14. Intern energiegebruik en netto emissiefactor

Categorie	Type	Netto emissiefactor	Intern elektriciteitsgebruik
Aquathermie – Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO)	Warmte	0,166 kg CO ₂ /kWhth	0,323 kWh/kWhth
Aquathermie – Thermische Energie uit Afvalwater (TEA)	Warmte	0,166 kg CO ₂ /kWhth	0,323 kWh/kWhth
Daglichtkas	Warmte	0,185 kg CO ₂ /kWhth	0,220 kWh/kWhth
Ondiepe geothermie (geen basislast)	Warmte	0,166 kg CO ₂ /kWhth	0,320 kWh/kWhth
Ondiepe geothermie (basislast)	Warmte	0,166 kg CO ₂ /kWhth	0,320 kWh/kWhth
Diepe geothermie (geen basislast)	Warmte	0,218 kg CO ₂ /kWhth	0,043 kWh/kWhth
Diepe geothermie < 20MWth (basislast)	Warmte	0,215 kg CO ₂ /kWhth	0,058 kWh/kWhth
Diepe geothermie > 20MWth (basislast)	Warmte	0,213 kg CO ₂ /kWhth	0,072 kWh/kWhth
Ultradiepe geothermie	Warmte	0,217 kg CO ₂ /kWhth	0,049 kWh/kWhth
Diepe geothermie (uitbreiding)	Warmte	0,218 kg CO ₂ /kWhth	0,043 kWh/kWhth
Open systeem warmtepomp [€/kWh]	Warmte	0,199 kg CO ₂ /kWhth	0,143 kWh/kWhth
Gesloten systeem warmtepomp [€/kWh]	Warmte	0,173 kg CO ₂ /kWhth	0,286 kWh/kWhth
Grootschalige elektrische boilers [€/kWh]	Warmte	0,226 kg CO ₂ /kWhth	0,010 kWh/kWhth
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem [€/kWh]	Warmte	0,223 kg CO ₂ /kWhth	0,018 kWh/kWhth
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem [€/kWh]	Warmte	0,165 kg CO ₂ /kWhth	0,324 kWh/kWhth
Benutting restwarmte stoom [€/kWh]	Warmte	0,226 kg CO ₂ /kWhth	0,002 kWh/kWhth
Waterstofproductie via elektrolyse [€/kg H ₂]	Waterstof	8,594 kg CO ₂ /kWhth	58,010 kWh/kg H ₂
CCS – aanvullende CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant A)	CCS	977 kg CO ₂ /t CO ₂	125 kWh/t CO ₂
CCS – extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant B)	CCS	977 kg CO ₂ /t CO ₂	125 kWh/t CO ₂
CCS – nieuwe CO ₂ -afvang bij bestaande installatie	CCS	897 kg CO ₂ /t CO ₂	175 kWh/t CO ₂
CCS – nieuwe CO ₂ -afvang bij nieuwe installatie	CCS	903 kg CO ₂ /t CO ₂	175 kWh/t CO ₂

16.5 Toelichting berekeningswijzen basisprijzen

De basisprijzen en de correctiebedragen volgen de berekeningsmethode van de correctiebedragen. Voor de correctiebedragen wordt als energieprijs de marktindex (voor gas of elektriciteit) gebruikt van de afgelopen 12 maanden. Voor de basisprijzen wordt daarentegen als energieprijs gebruikt 2/3^e van de langetermijnprijs. De langetermijnprijs is hierbij gedefinieerd als het ongewogen gemiddelde van de reële prijsprojecties uit de Klimaat- en Energieverkenning. Er zijn 16 onderscheidende berekeningswijzen. Deze worden in tabel 16-15 gelabeld met Methode ID.

Tabel 16-15. Berekeningswijze basisprijzen

Categorie	Berekeningswijze	Methode ID
Elektriciteit	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs}$	1
Elektriciteit wind-op-land	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{wind-op-land}}$	2
Elektriciteit zonPV	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}}$	3
Elektriciteit zonPV-niet-netlevering-klein	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}} + \text{EB (3}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE} + \text{Netwerktarief}$	4
Elektriciteit zon-niet-netlevering-groot	$2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} \times \text{PIF}_{\text{zon-PV}} + \text{EB(3}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE}$	5
Hernieuwbaar gas	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{HHV}}$ (bovenste verbrandingswaarde)	6
Warmte, klein	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB (1}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$	7
Warmte, middelklein	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB (2}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$	8
Warmte, middelgroot	$(2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB (3}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE}) / \text{gasketelrendement}$	9
Warmte, groot	$90\% \times 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}}$	10
Directe warmte	$2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} + \text{EB (3}^{\text{e}} \text{ schijf)} + \text{ODE}$	11
WKK, klein	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB (1}^{\text{e}} \text{ schijf)}) / (1 + \text{WK})$	12
WKK, middelklein	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB (2}^{\text{e}} \text{ schijf)}) / (1 + \text{WK})$	13
WKK, middelgroot	$(2/3 \times \text{LT-elektriciteitsprijs} + 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{LHV}} \times \text{WK} + \text{EB (3}^{\text{e}} \text{ schijf)}) / (1 + \text{WK})$	14
CCS	$2/3 \times \text{LT-CO}_2\text{-prijs}$	15
Waterstof	$0,29 + 0,049 \times 2/3 \times \text{LT-aardgasprijs}_{\text{HHV}}$	16

Hierin zijn:

LT	Langetermijnprijs
$\text{PIF}_{\text{wind-op-land}}$	Profiel- en onbalansfactor (<i>profile and imbalance factor</i>) windenergie op land
$\text{PIF}_{\text{zonPV}}$	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>)
WK	Warmtekrachtverhouding

16.6 Overzicht basisprijzen en correctiebedragen

Tabel 16-16 tot en met tabel 16-25 geven een overzicht van de basisprijzen en correctiebedragen voor de SDE++ 2020 categorieën. De berekeningswijze, Methode ID, verwijst in de nummering naar de formule in tabel 16-15. De berekeningswijze van basisprijzen en correctiebedragen is uitgewerkt in het OT-model dat te downloaden is via www.pbl.nl/sde. In tabellen waar de GvO-waarde of de ETS-waarde geheel niet van toepassing is, worden deze kolommen niet getoond.

Tabel 16-16. Energie uit water

Categorie	Methode ID	Bodem- prijs of ba- sisprijs	Voorlopig correctie- bedrag 2020	Voorlopige GvO- waarde 2020*	
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	1	0,035	0,049	0,000	
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	1	0,035	0,049	0,000	
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	1	0,035	0,049	0,000	
Osiose	1	0,035	0,049	0,000	
Aquathermie (TEO)	8	0,030	0,035	-	
Aquathermie (TEA)	8	0,030	0,035	-	

* Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel 16-17. Zonne-energie

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basis- prijs	Voorlopig correctie- bedrag 2020	Voorlo- pige GvO- waarde 2020**	Voorlopige ETS- waarde 2020*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15kWp en <1MWp met aansl. >3*80A; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15kWp en <1MWp met aansl. >3*80A; Niet-netlevering	4	0,060	0,078	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden; Niet-netlevering	5	0,051	0,069	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden; Niet-netlevering	5	0,051	0,069	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water; Niet-netlevering	5	0,051	0,069	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water; Niet-netlevering	5	0,051	0,069	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land; Netlevering	3	0,029	0,047	0,007	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land; Niet-netlevering	5	0,051	0,069	-	-
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	8	0,030	0,035	-	0,005
Zonthermie, ≥1 MWth	9	0,023	0,028	-	0,005

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel 16-18. Windenergie

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Voorlopige GvO-waarde 2020*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, < 6,75 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	2	0,029	0,043	0,007
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	2	0,029	0,043	0,007

* Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel 16-19. Geothermie

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Voorlopige ETS-waarde 2020*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	9	0,023	0,028	0,005
Ondiepe geothermie (basislast)	9	0,023	0,028	0,005
Diepe geothermie < 20MWth (basislast)	10	0,016	0,020	0,005
Diepe geothermie > 20MWth (basislast)	10	0,016	0,020	0,005
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	10	0,016	0,020	0,005
Ultradiepe geothermie	10	0,016	0,020	0,005
Diepe geothermie (uitbreiding)	10	0,016	0,020	0,005

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel 16-20. Verbranding en vergassing van biomassa

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Voorlopige GvO-waarde 2020**	Voorlopige ETS-waarde 2020*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Vergassing van biomassa (≥95% biogeen)	6	0,016	0,020	0,000	-
Vergassing van biomassa (B-hout)	6	0,016	0,020	0,000	-
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	9	0,023	0,028	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op B-hout	10	0,016	0,020	-	0,005
Ketel op vloeibare biomassa	9	0,023	0,028	-	0,005
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	10	0,016	0,020	-	0,005
Warmte uit houtpellets ≥5MWth	10	0,016	0,020	-	0,005
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	11	0,021	0,025	-	0,005
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5MWth	10	0,016	0,020	-	0,005

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel 16-21. Vergisting van biomassa en warmte uit compostering

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag 2020	Voorlopige GvO-waarde 2020**	Voorlopige ETS-waarde 2020*
		[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020	0,000	-
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	14	0,029	0,038	0,000	0,005
Grootschalige vergisting, warmte	9	0,023	0,028	-	0,005
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020	0,000	-
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	12	0,049	0,059	0,000	0,005
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	9	0,023	0,028	-	0,005
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020	0,000	-
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	14	0,029	0,039	0,000	0,005
Monomestvergisting >400 kW, warmte	9	0,023	0,028	-	0,005
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020	0,000	-
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	13	0,033	0,043	0,000	0,005
Verbeterde slibgisting, warmte	9	0,023	0,028	-	0,005
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	6	0,016	0,020	0,000	-
Warmte uit compostering	9	0,023	0,028	-	0,005
Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties	6	0,016	0,020	0,000	-

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

** Alleen van toepassing op GvO's voor netlevering. Niet van toepassing op eigen verbruik.

Tabel 16-22. Warmtepomp en elektrische boiler

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Voorlopige ETS-waarde 2020*
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp	10	0,016	0,020	0,005
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp	10	0,016	0,020	0,005
Grootschalige elektrische boilers	10	0,016	0,020	0,005
Daglichtkas	10	0,016	0,020	0,005

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel 16-23. Restwarmte

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kWh]	Voorlopige ETS-waarde 2020*
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem	10	0,016	0,020	0,005
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem	10	0,016	0,020	0,005
Benutting restwarmte stoom	10	0,016	0,020	0,005

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel 16-24. Waterstof

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs [€/kg H ₂]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/kg H ₂]	Voorlopige ETS-waarde 2020*
Waterstofproductie uit elektrolyse	16	1,07	1,27	0,21

* Mogelijke nevenbaten indien van toepassing op project.

Tabel 16-25. CCS

Categorie	Methode ID	Bodemprijs of basisprijs [€/tCO ₂]	Voorlopig correctiebedrag 2020 [€/tCO ₂]	
CCS - Aanvullende CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant A)	15	25,26	23,27	
CCS - Extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant B)	15	25,26	23,27	
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, bestaande installatie	15	25,26	23,27	
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, nieuwe installatie	15	25,26	23,27	

Afkortingen

AEL	Alkaline elektrolyse
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAR	<i>Construction All Risk</i>
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	<i>CO₂ Capture and Storage</i> , CO ₂ -afvang en -opslag
CCU	<i>CO₂ Capture and Utilization</i> , CO ₂ -afvang en -gebruik
CIF ARA	<i>Costs, Insurance and Freight</i> , Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-regio
COP	<i>Coefficient of performance</i>
CPB	Centraal Planbureau
CPI	Consumentenprijsindex
E	Elektriciteit
EB	Energiebelasting
EBN	Energie Beheer Nederland B.V.
ECB	Europese Centrale Bank
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPEX	European Power Exchange
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i> , opvoerpomp
EU ETS	Europese emissiehandelssysteem
EUA	European emission allowance
EV	Eigen Vermogen
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
FCC	<i>Fluid catalytic cracking</i> , het katalytisch kraken van ruwe olie
FEED	<i>Front-End Engineering Design</i>
G	Gas
GvO	Garantie van Oorsprong
HHV	<i>Higher Heating Value</i> , bovenste verbrandingswaarde
HS	Hoogspanning
ICE	Intercontinental Exchange
IP	Injectiepomp
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LEI	Landbouweconomisch Instituut
LT	Lange Termijn
MFI	Monetaire Financiële Instelling
MIA	Milieu-investeringsaftrek
LHV	<i>Lower Heating Value</i> , onderste verbrandingswaarde
MS	Middenspanning
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
ODE	Opslag Duurzame Energie
OGT	Ondiepe Geothermie
OT	Onrendabele Top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEM	Proton-exchange membraan
PIF	<i>Profile and imbalance factor</i> , profiel- en onbalansfactor
PV	<i>Photo Voltaic</i> , fotonvoltaïsch

Q	Kwartaal
RCR	Rijkscoördinatieregeling
RNES	Regeling Nationale EZ Subsidies
RVO.nl	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SDE+	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SNCR	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i> , selectieve niet-katalytische reductie
SNG	Substitute Natural Gas
SOE	<i>Solid-oxide</i> elektrolyse
TEA	Thermische Energie uit Afvalwater
TED	Thermische Energie uit Drinkwater
TEO	Thermische Energie uit Oppervlaktewater
TLR	<i>Technology Readiness Level</i>
TNO AGE	TNO Advisory Group for Economic Affairs
TNO	de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek TNO
TS	Tussenspanning
TTF	Title Transfer Facility
UDG	Ultradiepe geothermie
VGI	Voedings- en genotmiddelenindustrie
VV	Vreemd Vermogen
W	Warmte
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	Weighted Average Cost of Capital, gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WK	Warmte-Kracht
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmtekoudeopslag
WOS	Warmteoverdrachtstation

Literatuur

- Argus (2018) Argus, Argus Market Reports, 2018.
- ADB. (2014). People's Republic of China: Study on Carbon Capture and Storage in Natural Gas-Based Power Plants . Asian Development Bank.
- Aspelund, A., & Jordal, K. (2007). Gas conditioning—The interface between CO₂ capture and transport. *International journal of Greenhouse Gas Control*, 343-354.
- Beantwoording Kamervragen over de daglichtkas voor de glastuinbouw door Minister Wiebes (EZK), DGKE-E / 19063181, 9 april 2019, Overheidsidentificatienummer 00000001003214369000.
- Belastingdienst, 2018. Tarievenlijst Accijns en verbruiksbelastingen. https://download.belastingdienst.nl/douane/docs/tarievenlijst_accijns_acc0552z76fd.pdf.
- Belastingdienst. (2018). Handboek milieubelastingen 2018.
- Belastingdienst. (2019, april 29). Tabellen tarieven milieubelastingen . Opgehaald van Belastingdienst: https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectid=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110.
- Berenschot. (2015). Power to products.
- Berenschot. (2017). Electrification in the Dutch process industry.
- Besparen en verduurzamen, sterkere phalaenopsisplanten bij een fors lager gasverbruik (2015), https://www.kasalsenergiebron.nl/content/docs/Over_ons/Profielen/Profiel_Ter_Laak_over_Daglicht-Kas.pdf.
- Beurskens, Luuk en Sander Lensink (2019). Conceptadvies SDE++ 2020 - Verbredingsoptie Daglichtkas, 5 augustus 2019, www.pbl.nl/publicaties/conceptadvies-sde-co2-reducerende-opties-daglichtkas.
- Beurskens, Luuk, Koen Smekens, Bart in 't Groen, Hans Elzenga (2019). Conceptadvies SDE++ 2020 - Energie uit water, , 6 mei 2019, www.pbl.nl/publicaties/conceptadvies-sde-2020-energie-uit-water
- Blue Terra. (2018). Hoogtemperatuurwarmtepompen rentabiliteit warmtepompen.
- Blue Terra. (2019, juni 6). Communicatie via mail met Jan Grift.
- BNEF (2017), Q4 2017 Global PV Market Outlook, via pv-magazine.com.
- BP Corporation. (2015). Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations - Results from CO₂ capture project. Thatcham: BP Corporation North America Inc.
- CARMEN (2018), <https://www.carmen-ev.de/>.
- CATO2. (2014). CO₂ capture and use at MSWC plants. Utrecht: CATO2.
- CBS (2013): Hernieuwbare energie in Nederland 2013. CBS, 2013. ISBN: 978-90-357-1857-9.
- CBS (2018). Emissie-intensiteit broeikasgassen Nederlandse industrie. CBS.
- CE Delft. (2016). Kansrijk beleid voor CCS. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie. Delft: CE Delft.
- 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>.
- CertifHy. (2015). Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas.
- Chandel, M. K., Kwok, G., Jackson, R. B., & Pratson, L. F. (2012). The potential of waste-to-energy in reducing GHG emissions. *Carbon Management*, pp. 133-144.
- Collodi, G., Azzaro, G., Ferrari, N., & Santos, S. (2016). Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 2690-2712.
- CONCAWE. (2011). The potential for application of CO₂ capture and storage in EU oil refineries. Brussel: CONCAWE.
- CPB, Macro Economische Verkenning 2019, september 2018.

- Dinca, C., Slavu, N., Cormos, C., & Badea, A. (2018). CO₂ capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process. *Energy*, 925-936.
- DNV GL (2018) Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie, Enpuls.
- EBN & Gasunie. (2017). Transport en opslag van CO₂ in Nederland. Utrecht: EBN.
- EC (2019). On the Free Allocation Rules for the EU ETS post-2020.
- ECN (2016). Basisprijzen SDE+ 2017. Petten: Energiecentrum Nederland.
- ECN (2017). Basisprijzen en basisprijspremies SDE+ 2018. Petten: Energiecentrum Nederland.
- EEX (2019). Emission Spot Primary Market Auction Report 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.
- Geelen, C. & K. Braber (2014). Prestaties WKO in de glastuinbouw, www.kasalsenergiebron.nl/content/docs/WKO/WKO_in_de_glastuinbouw_presentatie_v8_internet.pdf.
- 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.
- Gehring, Magnus, en Victor Loksha. 2012. *Geothermal Handbook: Planning and financing power generation*. Washington, USA: ESMAP-World Bank.
- GeoCapacity. (2010). EU GeoCapacity. Opgehaald van *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide*: <http://www.geology.cz/geocapacity>.
- Glastuinbouw Nederland (2019). Leaflet 'Kas als Energiebron'.
- Gleisdorf meeting (2004), Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity.
- Greentech Media (2018), <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-trends-2018-gtm-research#gs.XfbpwsU>.
- GSTC Global Syngas. (2019, July 09). Map of Gasification Facilities. Opgehaald van GSTC Global Syngas: <https://www.globalsyngas.org/resources/map-of-gasification-facilities/>.
- GTM Research (2017), Global Solar PV O&M 2017-2022, december 2017.
- GTM Research (2017), The Global PV Inverter and MLPE Landscape, H2 2017.
- <http://biomeiler.nl/prijzen-kosten-en-opbrengst/>
- IEA & UNIDO. (2011). *Technology Roadmap: Carbon capture and storage in industrial applications*. Parijs: International Energy Agency (IEA).
- 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.
- IEA (2019) The Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan.
- IEAGHG (2017) *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*. IEAGHG Technical Report.
- IEAGHG. (2013). *Iron and Steel CCS study*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2013). *UK FEED-studies 2011 - A Summary*. Cheltenham: IEAGHG.
- IEAGHG. (2016). *Status of biomass with carbon capture and storage*. Cheltenham: IEAGHG.
- IEAGHG. (2017a). *Techno-economic evaluation of HYCO Plant Integrated to Ammonia/Urea or Methanol production with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2017b). *Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEAGHG. (2017c). *Understanding the cost of retrofitting CO₂ capture in an integrated oil refinery*. Cheltenham: IEAGHG.
- Groen, B. in 't, Vries, C. de, Mijnlief, H., & Smekens, K. (2018). *Conceptadvies SDE+ 2019, geothermie*. Den Haag: PBL.
- Jackson, S., & Brodal, E. (2018). A comparison of the energy consumption for CO₂ compression process alternatives. *Earth and Environmental Science*.

- Klop. (2015). Steaming ahead with MVR.
- 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.
- Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., & Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 71-84.
- 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. (2018-a). Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2019. Den Haag: PBL.
- Lensink, S. (2018-b). Aanvullende berekeningen SDE+ 2019. Den Haag: PBL.
- Lensink, S., & Pișcă, I. (2019). Conceptadvies SDE++ 2020 Warmte. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Lensink, S.M. (2016): Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2017. ECN, Petten, ECN-E--16-040.
- Lensink, S.M. (2016): Correctiebedragen t.b.v. bevoorschotting 2017 (SDE+). ECN, Amsterdam, ECN-N-16-015.
- 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.
- Lensink, S. (2019). Conceptadvies SDE++ 2020, Overzicht basisbedragen, uitgangspunten en rangschikking, 26 juli 2019, www.pbl.nl/publicaties/conceptadvies-co2-reducerende-opties-overzicht-basisbedragen-uitgangspunten-en-rangschikking.
- Lensink, S. (2018-b). Aanvullende berekeningen SDE+ 2019. Den Haag: PBL.
- Mikunda, T., Neele, F., Wilschut, F., & Hanegraaf, M. (2015). A secure and affordable CO₂ supply for the Dutch greenhouse sector. Utrecht: TNO.
- Ministerie van Economische Zaken (2016), Kamerbrief betreffende de 'Implementatie duurzaamheidscriteria vaste biomassa voor energietoepassingen', Ministerie van Economische zaken, 18 maart 2016
- Navigant. (2019). Verkenning uitbreiding SDE+ met industriële opties.
- Nederlandse Emissieautoriteit. (2019). Verplichtingen ETS. Opgehaald van Nederlandse Emissieautoriteit: <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/verplichtingen-ets>.
- NEV (2017), K. Schoots, M. Hekkenberg en P. Hammingh (2017), Nationale Energieverkenning 2017. ECN-O--17-018. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- NOW (2018) Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland, Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.
- OCAP. (2019, May 28). OCAP. Opgehaald van Onze leveranciers: <https://www.ocap.nl/nl/onze-leveranciers/index.html>.
- PBL. (2018a). Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019.
- PBL. (2019). Conceptadvies SDE++ 2020 warmte.
- PBL. (2019). Definitieve correctiebedragen 2018 voor de SDE+.
- PBL. (2019). Effect kabinetsvoorstel CO₂-heffing industrie. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- PBL. (2019). Klimaat en Energieverkenning 2019. Den Haag: PBL.
- Port of Rotterdam, EBN, & Gasunie. (2019). Project Porthos - CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee. Rotterdam: Port of Rotterdam.
- 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>.

Rijksoverheid (2018). Nieuwsbericht Verbreding SDE+, 23 november 2018, <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2018/11/23/verbreding-sde>.

Royal Haskoning DHV. (2019). Concept - Notitie Reikwijdte en Detailniveau - Rotterdam CCUS Project (Porthos). Rotterdam: HaskoningDHV Nederland.

RVO. (2016). Industriële warmtepompen.

RVO. (2019). MIA\VAMIL Borchure en Milieulijst 2019. Zwolle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).

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).

Schepers, B., T. Scholten, G. Willemsen (IF-Technology), M. Koenders (IF-Technology), en B. de Zwart (IF-Technology). 2018. Weg van Gas. RVO, TKI Urban Energy, CE.

Schoots, K., Hekkenberg, M., & Hammingh, P. (2017). Nationale Energieverkenning 2017. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

Smekens, K., H. Mijnlief, B. Groen, in 't, en C. Vries, de (2018). Conceptadvies SDE+ 2019, Notitie Geothermie. Den Haag: PBL.

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

Stedin. (2019). Elektriciteit tarieven 2019.

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.

Tennet. (2019). Tarievenbesluit TenneT 2019.

Tennet. (2019, april 29). Kosten van een netaansluiting. Opgehaald van Tennet: <https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/>.

TNO (2018). Enabling a Low-Carbon Economy via Hydrogen and CCS. TNO.

Topsector Energie. (2018). Eindrapportage: Joint Fact Finding: CO₂-afvang en -opslag. Den Haag: Topsector Energie.

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. Opgehaald van https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/UNFC_GEOTH/UNFC.Geothermal.Specs.pdf.

Van Straelen, J., Geuzebroek, F., Goodchild, N., Protopapas, G., & Mahony, L. (2010). CO₂ capture for refineries, a practical approach. International Journal of Greenhouse Gas Control, 316-320.

Veneman, R., Kamphuis, H., & Brilman, D. (2013). Post-Combustion CO₂ capture using supported amine. Energy Procedia, 2100-2108.

Bijlage A

Rangschikkingstabel

Tabel A-1 geeft een rangschikking van de categorieën in dit advies naar subsidie-intensiteit. Figuur A-1 laat de spreiding zien over de categorieën.

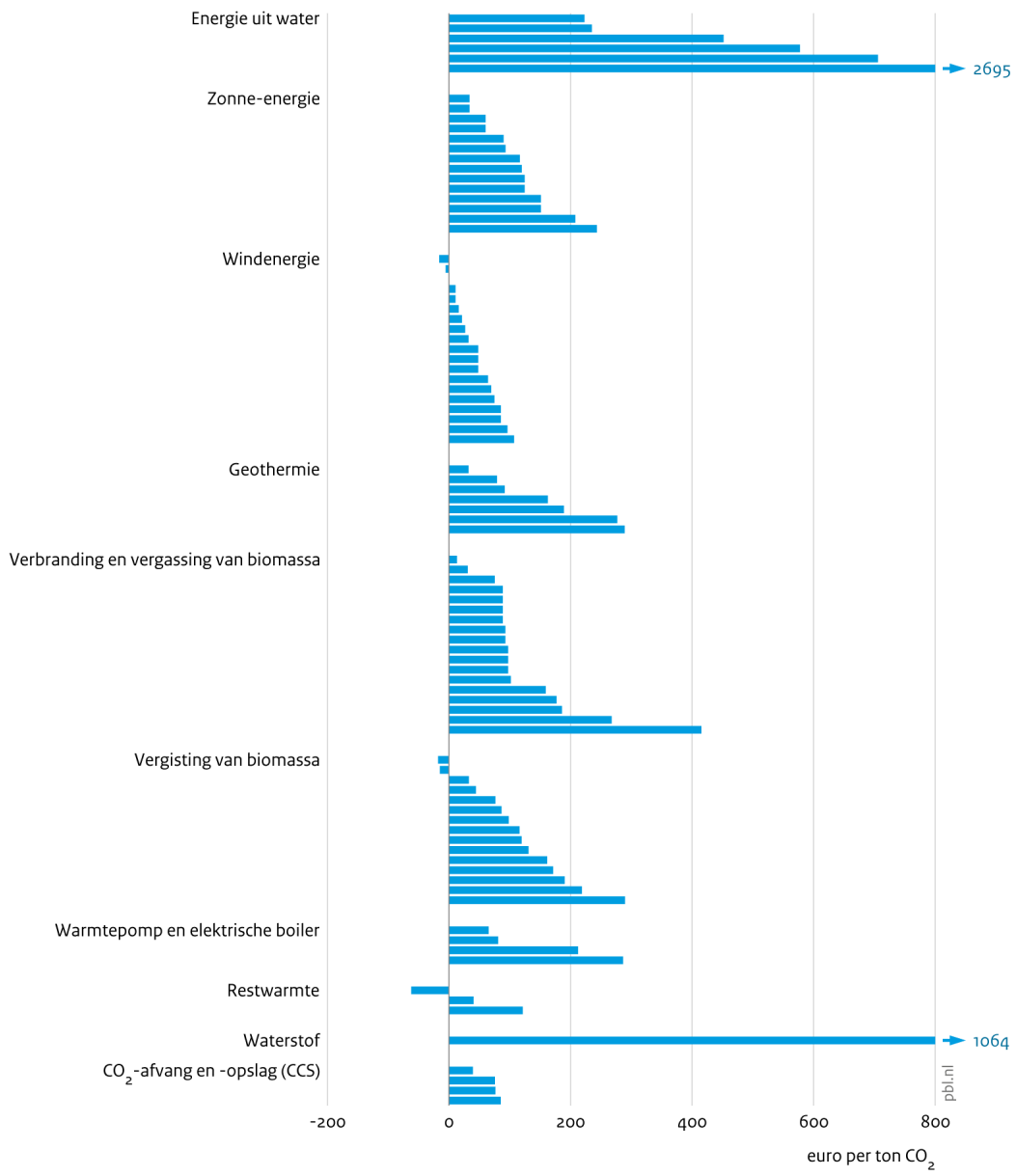
Tabel A-1 Rangschikking op basis van subsidie-intensiteit

Categorie	Subsidie-intensiteit [€ / tCO ₂]	Basisbe- drag [€ / eenheid]	Langeter- mijnprijs [€ / eenheid]*	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]
	A=(B-C)/D	B	C	D
Benutting restwarmte stoom	-62	0,010	0,024	0,226
Verbeterde slibgisting, warmte	-18	0,029	0,033	0,226
Wind op land, ≥ 8,5 m/s	-16	0,040	0,043	0,187
Verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	-15	0,044	0,047	0,202
Wind op land, ≥ 8 en < 8,5 m/s	-5	0,042	0,043	0,187
Wind op waterkeringen, ≥ 8,5 m/s	0	0,043	0,043	0,187
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	11	0,045	0,043	0,187
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,5 m/s	11	0,045	0,043	0,187
Ketel op B-hout	13	0,027	0,024	0,226
Wind op waterkeringen, ≥ 8 en < 8,5 m/s	16	0,046	0,043	0,187
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 en < 8,5 m/s	21	0,047	0,043	0,187
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	27	0,048	0,043	0,187
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5MWth	31	0,031	0,024	0,226
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	32	0,049	0,043	0,187
Diepe geothermie (uitbreiding)	32	0,031	0,024	0,218
Bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas	33	0,030	0,024	0,183
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden (Najaar)	34	0,069	0,062	0,187
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land (Najaar)	34	0,069	0,062	0,187
CCS - Extra CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant B)	39	76,307	37,895	976,625
Benutting restwarmte (warm water) zonder warmtepompsysteem	40	0,033	0,024	0,223
Warmte uit compostering	44	0,043	0,033	0,226
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	48	0,052	0,043	0,187
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	48	0,052	0,043	0,187
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	48	0,052	0,043	0,187
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden (Voorjaar)	60	0,074	0,062	0,187
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land (Voorjaar)	60	0,074	0,062	0,187
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	64	0,055	0,043	0,187
Open systeem elektrisch gedreven warmtepomp	65	0,037	0,024	0,199
Wind op land, < 6,75 m/s	70	0,056	0,043	0,187
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	75	0,057	0,043	0,187
Ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5 - 5 MWth	75	0,050	0,033	0,226
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, nieuwe installatie	76	106,135	37,895	902,549
CCS - Aanvullende CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (variant A)	76	112,482	37,895	976,625
Monomestvergisting >400 kW, warmte	77	0,062	0,033	0,379
Diepe geothermie > 20MWth (basislast)	79	0,041	0,024	0,215
Gesloten systeem elektrisch gedreven warmtepomp	81	0,038	0,024	0,173
CCS - Nieuwe CO ₂ -afvang, bestaande installatie	85	114,162	37,895	896,650
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7,0 m/s	86	0,059	0,043	0,187
Wind in meer, water ≥ 1 km ²	86	0,059	0,043	0,187
Monomestvergisting >400 kW, gecombineerde opwekking	86	0,074	0,043	0,359
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7000 uur)	88	0,044	0,024	0,226

Categorie	Subsidie-intensiteit [€ / tCO ₂]	Basisbe- drag [€ / eenheid]	Langeter- mijnprijs [€ / eenheid]*	Emissie- factor [kg CO ₂ / eenheid]
	A=(B-C)/D	B	C	D
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (7500 uur)	88	0,044	0,024	0,226
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8000 uur)	88	0,044	0,024	0,226
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (8500 uur)	88	0,044	0,024	0,226
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (Najaar)	90	0,074	0,057	0,187
Diepe geothermie < 20MWth (basislast)	92	0,044	0,024	0,218
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	93	0,045	0,024	0,226
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6500 uur)	93	0,045	0,024	0,226
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (Najaar)	93	0,080	0,063	0,187
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	96	0,061	0,043	0,187
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5000 uur)	97	0,046	0,024	0,226
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (5500 uur)	97	0,046	0,024	0,226
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	97	0,052	0,030	0,226
Verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	98	0,042	0,024	0,183
Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (4500 uur)	102	0,047	0,024	0,226
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	107	0,063	0,043	0,187
Grootschalige vergisting, gecombineerde opwekking	116	0,067	0,043	0,207
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (Voorjaar)	117	0,079	0,057	0,187
Grootschalige vergisting, warmte	119	0,060	0,033	0,226
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp met aansluiting >3*80A (Voorjaar)	120	0,085	0,063	0,187
Benutting restwarmte (warm water) met warmtepompsysteem	121	0,044	0,024	0,165
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (Najaar)	125	0,086	0,062	0,187
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water (Najaar)	125	0,086	0,062	0,187
Monomestvergisting >400 kW, hernieuwbaar gas	131	0,068	0,024	0,336
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water (Voorjaar)	151	0,091	0,062	0,187
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water (Voorjaar)	151	0,091	0,062	0,187
Ketel op vloeibare biomassa	159	0,069	0,033	0,226
Monomestvergisting ≤400 kW, gecombineerde opwekking	162	0,121	0,063	0,359
Ondiepe geothermie (basislast)	163	0,060	0,033	0,166
Monomestvergisting ≤400 kW, warmte	172	0,098	0,033	0,379
Ketel stoom uit houtpellets ≥5MWth	177	0,064	0,024	0,226
Warmte uit houtpellets ≥5MWth	186	0,066	0,024	0,226
Ultradiepe geothermie	189	0,065	0,024	0,217
Monomestvergisting ≤400 kW, hernieuwbaar gas	190	0,088	0,024	0,336
Zonthermie, ≥1 MWth	208	0,080	0,033	0,226
Grootschalige elektrische boilers	212	0,072	0,024	0,226
Grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas	219	0,064	0,024	0,183
Aquathermie (TEA)	223	0,077	0,040	0,166
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie	235	0,097	0,053	0,187
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	243	0,095	0,040	0,226
Vergassing van biomassa (B-hout)	268	0,073	0,024	0,183
Diepe geothermie warmte (geen basislast)	277	0,083	0,024	0,213
Daglichtkas	286	0,077	0,024	0,185
Ondiepe geothermie (geen basislast)	289	0,081	0,033	0,166
Levensduurverlenging bestaande vergistingsinstallaties	290	0,077	0,024	0,183
Vergassing van biomassa (≥95% biogeen)	415	0,100	0,024	0,183
Aquathermie (TEO)	452	0,115	0,040	0,166
Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm	578	0,161	0,053	0,187
Vrije stromingsenergie, valhoogte < 50 cm	706	0,185	0,053	0,187
Waterstofproductie uit elektrolyse	1064	10,602	1,459	8,594
Osmose	2695	0,557	0,053	0,187

* voor zon-PV wordt als langetermijnprijs het gewogen gemiddelde getoond van netlevering en niet-netlevering, zie paragraaf 5.1.16.

Figuur A-1
Subsidie-intensiteit van CO₂-reductieopties SDE++ 2020



Bron: PBL

Bijlage B: 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 en uitgangspunten, thema's hernieuwbaar, thema's verbreding.

B.1 Algemeen en uitgangspunten

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Rangschikking	Oude gascentrales staan vaak onderaan de merit-order staan. Waarom wordt de CO ₂ -besparing niet ten opzichte van deze centrales gemeten?	Welke centrale voor welke uren de marginale eenheid is varieert. De uitgangspunten zijn hierop aangepast.
Basisprijzen	Wordt er een nieuwe langetermijnverwachting van de energieprijzen gepubliceerd?	Het eindadvies maakt gebruik van de langetermijnprojectie zoals gepubliceerd in de KEV 2019.
Basisprijzen	Waarom zijn de onbalanskosten de afgelopen jaren stabiel gehouden op 4 euro per MWh?	Ieder jaar worden de gerealiseerde profiel- en onbalanskosten berekend als onderdeel van de definitieve correctiebedragen. Daaruit blijkt dat de onbalanskosten ongeveer 4 €/MWh bedragen. De profielkosten zullen de komende jaren stijgen bij toenemende productie van zonne- en windenergie. Dat is voor onbalanskosten echter niet gelijk te verwachten. Daarom worden de berekende onbalanskosten van de afgelopen jaren, ook als inschatting gebruikt voor de toekomstige jaren, als onderdeel van de basisenergieprijzen.
Correctiebedragen (GvO)	Projectontwikkelaars houden al rekening met GvO's bij hun biedingen voor de basisbedragen. Verrekening van de waarde van GvO's in de correctiebedragen zal daarom niet leiden tot lagere SDE+-subsidies.	Wij hebben geen bewijs ontvangen dat projectontwikkelaars rekening houden met GvO's bij hun biedingen voor basisbedragen.
Correctiebedragen (GvO)	Wat wordt gezien als een transparante GvO-index? Worden de prijsquotes van brokers waar het advies op gebaseerd wordt, dan ook publiekelijk gemaakt?	Wij kennen momenteel geen GvO-index die als transparant geschouwd kan worden. Als van prijsquotes van brokers gebruikt gemaakt gaat worden, zullen wij met hen in overleg treden of deze openbaar gemaakt mogen worden. Het heeft de voorkeur van het PBL om deze informatie publiekelijk beschikbaar te maken.
Correctiebedragen (GvO)	GvO-prijzen kunnen zijn opgenomen in integrale prijzen van inkoopcontracten. Hierdoor kunnen grote verschillen ontstaan tussen de handelsmarkt en de daadwerkelijke prijzen die worden doorberekend of voorgelegd aan eindklanten.	Het is aan leveranciers en afnemers om te bepalen hoe inkoopkosten contractueel worden doorberekend.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Correctiebedragen (GvO)	Hoge GvO-prijzen voor groen gas zijn mogelijk een signaal dat er lekkage optreedt naar de regeling vervoer (de HBE's) of naar het buitenland (denk aan Zweden). Dan is het beter om het dat lek proberen te dichten, dan nu al GVO's verwerken in de correctiebedragen.	Onderbouwing voor deze stelling ontbreekt. We hebben geen indicaties dat er sprake is van lekkage van groengascertificaten (GvO's) naar andere regelingen of landen.
Correctiebedragen (GvO)	De voorgestelde manier om de GvO-prijs te verwerken in het correctiebedrag is werkbaar, maar nog niet mogelijk want er is geen transparante markt. De markt is ondoorzichtig, opportunistisch en gequote prijzen representeren slechts een fractie van het totale volume.	Er is geen onderbouwing geleverd dat gequote prijzen slechts een fractie van het totale volume representeren en dat de markt slecht functioneert.
Correctiebedragen (GvO)	De EU-richtlijn hernieuwbare energie (RED-2) zegt dat GvO's niet verrekend hoeven te worden wanneer de subsidie o.b.v. competitie plaatsheeft. En dit is in de SDE+ het geval.	Artikel 19 van de EU-richtlijn (RED II) schetst diverse mogelijkheden, zodat verschillende nationale methoden mogelijk blijven, maar stelt geen beperkingen aan de verrekening van GvO's.
Basisprijzen	Verrekening van de GvO-prijs in de basisenergieprijzen is een brug te ver omdat deze wordt vastgesteld voor de gehele beschikkingstijd. De factor 2/3 ^e van de langetermijnergieprijs reflecteert de onzekerheid rond elektriciteitsprijzen en gaat mogelijk niet op voor de onzekerheid rond GvO's.	Na overleg met EZK wordt de toekomstige GvO-prijs niet meegenomen in de vaststelling van basisprijzen.
Correctiebedragen (GvO)	GvO's zijn (nog) geen commodity. Ze verschillen onderling qua counterpartyrisico, verkoopperiode (spot of termijn), transactieomvang, locatie en lokale vraag. Bij langjarige stroomcontracten (PPA's) zijn de prijzen voor GvO's substantieel lager dan op de kortetermijnhandelsmarkt.	De verrekening van de GvO-prijzen wordt gedaan aan de hand van standaardproducten per technologie.
Correctiebedragen (GvO)	Bij de financiering van SDE+-projecten houden banken vrijwel nooit rekening met GvO's.	Aangezien SDE+-projecten uit blijken te kunnen zonder GvO-inkomsten, belemmert de financierbaarheid niet de verrekening van GvO-prijzen in correctiebedragen en basisenergieprijzen.
Financiering	We verzoeken EZK om het PBL een doorrekening te laten maken van het werkelijke rendement op eigen vermogen, na aftrek van alle kostenposten die niet meegenomen worden in de onrendabele top en dus uit het rendement op eigen vermogen moeten worden betaald (die variëren per technologie en categorie). Zo kan worden getoetst of er enigszins sprake is van een <i>level playing field</i> .	Gegeven de discussie rond mee te nemen kostenposten ('watervalfiguren') is het erg onzeker of een doorrekening zinvolle resultaten kan opleveren. Met deze kanttekening spelen we dit verzoek door aan EZK.
Financiering	Toepassing van de Euribor-geldmarktrente plus opslag vanwege swap naar producten van 10 jaar of langer is niet in lijn met het werkelijke rendement op vreemd vermogen. Een alternatief is het gebruik van de IRS kapitaalmarktrente plus opslag.	De toepassing van de IRS kapitaalmarktrente is een mogelijkheid voor de toekomst.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Financiering	Voor sommige biomassaprojecten vragen geldverstrekkers 5 tot 8% rendement op vreemd vermogen. De huidige rente is dus te laag.	Bij een dergelijke rente is geen sprake van een standaard lening zoals voorzien in de SDE+-regeling, maar van een achtergestelde lening. Dit impliceert dat het geen standaardprojecten zijn voor geldverstrekkers maar projecten met een hoger risico. Aangezien de SDE+-regeling een algemene regeling is, is er geen ruimte om rekening te houden met dergelijke zeer specifieke projecten.
Financiering	Bij een aantal banken is rentekorting voor groenfinanciering momenteel kleiner dan 0,5% vanwege uitputting van groenfondsen.	De lagere rentekorting doet zich bij een beperkt aantal financiële partijen voor. Er zijn nog geen aanwijzingen dat dit een structurele ontwikkeling is. De rentekorting blijft daarom ongewijzigd.
Grondkosten	Grondeigenaren delen bij zon en wind in ruime SDE+-subsidies die ca. drie tot zeven keer boven gebruikelijke pachtprizen liggen.	Dit is een belangrijke indicatie dat het rendement op eigen vermogen van zon- en windprojecten hoger is dan nodig is. Door verrekening van GvO's, lagere basisbedragen voor nieuwe SDE++-beschikkingen voor wind en zon en herclassificatie van de risico's van windenergie is dit ondervangen.
Financiering	Het risicodragend vermogen, door financiële instellingen gedefinieerd als eigen vermogen plus achtergestelde leningen, verschilt per technologie en grootte van projecten. Een richtwaarde van 20% eigen vermogen is te hoog voor zon en wind waarvoor in de regel minimaal 10% risicodragend vermogen moet worden ingebracht, waarvan een kwart tot de helft eigen vermogen. Bij kleinere projecten moet ca 15-20% risicodragend vermogen worden ingebracht. Voor biomassa is ca 30% risicodragend vermogen nodig, bij biogas en geothermie ca 30-40%.	Dit is een belangrijke indicatie dat het rendement op eigen vermogen te hoog is, gegeven de huidige basisbedragen. We verwachten dat verrekening van GvO's zal leiden tot een toename van het vereiste risicodragend vermogen en laten de verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen daarom ongewijzigd. Het standaard rendement op eigen vermogen voor wind op land wordt verlaagd tot 12%, gegeven de ontwikkelingen die wind op land heeft doorgemaakt kan deze technologie niet langer als hoog risicovolle activiteit worden geclassificeerd.
Basisprijzen	Komt de langetermijnmarktprijs-aanname openbaar beschikbaar?	De gehanteerde langstermijnprijzen staan in het eindadvies. Voor onderbouwing van de gebruikte prijsscenario's wordt verwezen naar de KEV 2019.
Rangschikking	Heel belangrijk voor <i>power-to-heat</i> (p2h) en <i>power-to-gas</i> (p2g) wel secundaire emissies mee tellen. Hoe werkt dat met GvO's, of gaat het altijd op energie-mix?	De wijze waarop secundaire emissies worden meegenomen, wordt door EZK gedefinieerd in de uitgangspunten.
Financiering	Een <i>businesscase</i> zoals gemodelleerd in het OT-model stort direct in als de rente stijgt, of als de verhouding EV/VV verslechtert. We nemen met z'n allen een risico door geen correctiefactor op wijzigende rentestanden tussen SDE+-aanvraag en start-bouw te nemen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Rangschikking	Een zon-PV-installatie gaat 25-30 jaar mee, de vermeden CO ₂ zou over een langere periode berekend moeten worden.	Het punt is meegegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (realisatietermijn)	Wij ervaren dat de termijn van 1,5 jaar voor het realiseren van kleine zon pv systemen te kort is. Dat geldt voor clusters van kleine systemen op verschillende locaties die bij elkaar boven de 1 MWp uitkomen.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Algemeen	Met de introductie van technieken zoals CCS en restwarmte zal de grote industrie zich roeren. Zon-PV zal wellicht worden ondergesneeuwd. De industrie is machtig en voert een sterke lobby om geen WABO te overleggen bij een SDE+-aanvraag in tegenstelling tot een zon-PV-aanvraag. Wij wensen op dit gebied gelijke behandeling.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (GvO)	Sinds het bestaan van de SDE+-regeling is de waarde van de GvO's geen onderdeel geweest van de bepaling van de hoogte van de SDE+-tarieven. Door het al jaarlijks dalende SDE+-basisbedrag ook nog plots te verlagen met de GvO-prijzen, wordt de businesscase voor zonne-energiesystemen onrendabel. De GvO-component is één van de belangrijkste voorzieningen waarmee duurzame energiesystemen zich kunnen onderscheiden van fossiele alternatieven.	Het PBL maakt een berekening van de onrendabele top op basis van realistische kosten en realistische inkomsten. De inkomsten uit GvO-verkoop zijn een gegeven. Het belang van het GvO-systeem is meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen (GvO)	De GvO-prijzen fluctueren sterk, zijn onzeker en veelal projectspecifiek. Vraag en aanbod kan sterk worden beïnvloed door één grote partij die éénmalig een groot aandeel van de GvO's opkoopt. Het opvragen van prijsquotes bij brokers is niet toereikend en onpraktisch om een representatieve GvO-prijs te berekenen.	De verrekening van de GvO-prijzen wordt gedaan aan de hand van standaardproducten per technologie. Zodra de markt een betere oplossing ontwikkelt dan brokerinformatie, zal het PBL deze meewegen in toekomstige bepalingen van de representatieve GvO-prijs.
Correctiebedragen (GvO)	In de financiële uitgangspunten staat beschreven dat wordt onderzocht of de prijs van GvOs meegenomen zou moeten worden in de correctie. Vanaf welk moment gaat dit mogelijk in? Is te verwachten dat dit ook kan gelden voor bestaande beschikkingen?	Het advies heeft betrekking op projecten waar in 2020 SDE++ voor aangevraagd wordt.
Zon-PV (basisprijs)	Wat wordt de basisprijs voor eigen gebruik?	De basisprijs voor eigen gebruik bestaat uit 2/3 ^e van de langetermijnprijs van zon-PV (inclusief profiel- en onbalanskosten), vermeerderd met de huidige energiebelasting-, ODE- en indien relevant de marginale transporttarieven.
Zon-PV (nieuwe categorie)	Er lijkt een provisie te zijn opgenomen voor gebouwgebonden projecten maar wij zien steeds meer achter-de-meteroplossingen voor grote verbruikers. Deze grote verbruikers betalen een prijs voor hun elektriciteit die onder de basisprijs ligt. Deze verbruikers zijn niet (altijd) in staat om meer te betalen voor hun elektriciteit maar daarmee komt het totaal bedrag (inclusief SDE+) op een lager (te laag) niveau voor de ontwikkelaar. Is het mogelijk om hiervoor een aparte categorie op te nemen?	De SDE++ beoogt de onrendabele top van een project te compenseren. Een extra vergoeding voor het ontzorgen van grote verbruikers is hier geen onderdeel van.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Financiering	Wij zijn het eens met de inschatting voor de marktprijs voor energie vanaf jaar 16. De gehanteerde prijzen liggen redelijk in lijn met de marktrapporten waarover wij beschikken. Wij zijn het eens met de gehanteerde uitgangspunten v.w.b. inflatie, rente en rendementseisen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Correctiebedragen (GvO)	<p>GvO's zijn misschien iets gestegen op korte termijn maar op de langere termijn (>5jr) heerst er veel onduidelijkheid hetgeen leidt tot lage prijzen. Investerders hechten aan zekerheid en kiezen voor langdurige GvO-contracten. Concreet betekent dit dat over de 25-30 jarige periode er nauwelijks voordeel genoten wordt van de hogere GvO-waarde voor de eerste 5 jaar.</p> <p>De prijzen voor zonnestroom zullen als gevolg van toenemend percentage zonnestroom in EU de komende jaren steeds meer <i>captured price discount</i> laten zien. Ook de PPA wordt aan het begin van het project vaak voor de gehele looptijd afgesloten. Deze reductie in waarde van zonnestroom verlaagt daarmee ook de waarde van het zonnepark.</p>	Hoe meer feitelijk materiaal wij ontvangen over de waarde van GvO's in contracten, des te beter kunnen wij adviseren. Van jaar op jaar zullen wij moeten bepalen wat de representatieve waarde van GvO's is. Het is nog te vroeg om één eenduidige rekenmethode vast te leggen.
Rangschikking	Eigenverbruik vervangt import van stroom uit het net. Dus daarmee ook de referentie-emissie van die elektriciteit. Correctie lijkt me niet nodig.	Alle geproduceerde elektriciteit voorkomt productie elders. EZK definieert in de uitgangspunten hoe deze effecten verrekend dienen te worden.
Algemeen (basisenergieprijs)	Is het mogelijk om de basisenergieprijs af te schaffen als basisbedragen verder zakken? Dit risico kost inderdaad geld, dus de risicopremie is in theorie een goede oplossing. Beter is vanuit het perspectief van de overheid om de basisenergieprijs in geheel uit te faseren.	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Rangschikking	<p>Uitgangspunt van de Rijksoverheid is om de SDE++ op enig moment te rangen op CO₂-emissiereductie. Afhankelijk van de wijze waarop die berekend wordt kan de ene optie er veel beter af komen dan de andere bron.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vraag is hoe dit straks uitpakt als een hoger rendement voor elektriciteitsopwekking wordt verondersteld in de NTA 8800. • Vraag is ook of het hanteren van deze ranking een negatief imago op warmte creëert. • Vraag is of dit eigenlijk oproept tot het aanbrengen van schotten tussen warmte- en elektriciteitsopties. <p>Tenslotte de vraag of dit naar het oordeel van het PBL objectief genoeg kan zijn en veel zal bijdragen aan een verbetering van de regeling (t.a.v. kosten per vermeden ton CO₂).</p>	<p>De rangschikking is gericht op de kosteneffectiviteit van de SDE++-regeling. Het imago van technieken en de wenselijkheid van schotten, zijn bredere discussies die de discussie over de juiste rangschikking juist vertroebelen.</p> <p>De genoemde elementen zijn meegegeven aan EZK.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Correctiebedragen (warmte)	<p>Het is een goede ontwikkeling dat nu geadviseerd wordt voor een deel van de grootschalige warmtebronnen een afwijkende correctiefactor te hanteren. Er wordt echter geen prijs bepaald van warmte op de markt en ook niet als kostprijs van de productie. Er wordt een prijs bepaald, zoals deze conform eigenproductie van de klant, bij de aflevering gewaardeerd zou zijn. Ook vorig jaar is dit punt ingebracht in de consultatie. Met dit uitgangspunt wordt er geen rekening gehouden met o.a.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leidingverliezen; • Redundantie middels back-up voorzieningen. • Netwerkkosten 	<p>Het PBL ontkent het bestaan van deze kostenposten niet. Stadsverwarmingsnetten zijn echter geen onderdeel van het advies.</p>
Rangschikking (biomassa)	<p>De toepassing van biomassa wordt als CO₂-neutraal aangemerkt. Dit is opmerkelijk aangezien er veel bewijs is dat de toepassing van biomassa voor verbranding niet CO₂-neutraal is, laat staan klimaatneutraal. Ook het PBL beaamt dit in meerdere publicaties. Indirecte uitstoot en uitstoot bij verwerking en transport wordt niet meegenomen. Als één van de redenen wordt gegeven dat dit is ten behoeve van de uniformiteit van de regeling, echter hier wordt een aantal zinnen later al gelijk weer van afgeweken door in het geval van elektrische hulpenergie wel de CO₂-emissiewaarde van het elektriciteitspark te hanteren. Dit is niet consequent.</p> <p>Naast de directe en indirecte emissies die plaatsvinden bij de toepassing van biomassa voor energie moet ook gekeken worden naar het klimaateffect van de toepassing van biomassa. Over lange termijn kan biomassa door middel van bijgroei CO₂-neutraal zijn, echter dit is niet hetzelfde als klimaatneutraal. De CO₂ die vrijkomt bij verbranding (die aanzienlijker is per geleverde hoeveelheid energie dan bij fossiele brandstoffen) verblijft in de meeste gevallen vele decennia in de atmosfeer voordat hij weer wordt opgenomen. Gezien de urgentie van het klimaatprobleem is dit niet te verwaarlozen en moet dus ook meegenomen worden bij de waardering van de techniek.</p>	<p>De SDE++-regeling stelt eisen met betrekking tot duurzaamheid. In de duurzaamheids certificering worden eisen gesteld aan de minimale CO₂-reductie over de gehele keten (SPB, Better Biomass). In de rangschikking wordt daar geen rekening mee gehouden teneinde de SDE++ praktisch uitvoerbaar te houden. De keuze hiervoor is door EZK vastgelegd in de uitgangspunten.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Financiering	Voor de WACC worden verschillende waarden aangehouden per techniek. De waarde varieert tussen 3,9% en 6,1%. Dergelijke verschillen hebben een flinke invloed op de basisbedragen. Wij vragen ons af waar deze waarden op gebaseerd zijn en of, gegeven de variaties die ook weer binnen een categorie kunnen bestaan, het niet verstandiger is om één WACC waarde te hanteren.	De financieringsparameters worden geijkt op de verhouding VV/VE en het rendement op eigen vermogen en rente. Projectinformatie vormt de basis voor deze berekening. De resultante hiervan is de tabel met WACC per technologie. Hoewel er zeker verschillen tussen projecten bestaan, worden sommige technieken generiek gezien wel degelijk als minder risicovol dan andere beschouwd.
WKO in de glastuinbouw	<p>Een aparte categorie WKO zou niet in de SDE++ ondergebracht moeten worden. De WKO kan wel afhankelijk van de configuratie onderdeel zijn van een warmtesysteem. Er zijn ook systemen mogelijk zonder WKO zoals directe warmtewinning uit kassen.</p> <p>Daarom heeft juist een generieke categorie laagwaardige warmte, gedifferentieerd naar warmtebronnen, de voorkeur.</p> <p>WKO is wel altijd een integraal onderdeel van systemen waarbij laagwaardige warmte uit het zomerseizoen benut wordt in het stookseizoen (de winter). Daarmee is de WKO met bijbehorende kosten altijd onderdeel van aquathermie en benutting van zonne-warmte. Te overwegen is om seizoensopslag van warmte breder te definiëren zodat alternatieve opslag-systemen eveneens eronder vallen. De aanvrager zal kiezen voor de meest kosten effectieve opslag methode. Vooralsnog lijkt dat WKO.</p>	<p>Wij hebben WKO in de glastuinbouw niet in het eindadvies opgenomen. Wel nemen wij WKO-kosten mee in categorieën als aquathermie of de daglichtkas.</p> <p>Een aparte categorie voor laagwaardige warmte achten wij te generiek, gezien het verschil in subsidiehoogtes.</p>
WKO in de glastuinbouw	Het PBL grijpt voor zijn analyse van WKO in de glastuinbouw terug naar verouderde informatie tot 2012 over (semi-)gesloten kassen. Wij adviseren dringend om deze verouderde informatie niet te betrekken.	De informatie was inderdaad enkele jaren oud. Omdat we WKO in de glastuinbouw in het eindadvies niet opnemen, hebben wij deze kosten ook niet verder geüpdatet.
Warmte	Niet alleen ondersteuning van de winning (de bron) van warmte is van belang, maar ook de realisatie van de warmtetransportnetten. Bovendien is het belangrijk om onderscheid te maken tussen warmte bestemd voor de gebouwde omgeving en warmte bestemd voor de glastuinbouw, gezien de lagere referentieprijzen in de glastuinbouwsector voor aardgas (WKK versus CV-ketel) en het aantal vollasturen dat in basislast geleverd kan worden (in glastuinbouw hoger dan in de gebouwde omgeving). Met differentiatie in de vollasturen kan ook rekening gehouden worden met seizoenseffecten.	<p>De SDE++ richt zich niet op de ondersteuning van warmtetransportnetten. Wel is een beperkte kostenpost meegenomen voor en warmtetransportleiding om een warmtebron met een nabije warmtevragers te verbinden.</p> <p>Bij de advisering over de correctiebedragen hebben we acht genomen van het verschil in warmtevragers.</p> <p>Differentiatie in vollasturen adviseert het PBL niet, tenzij nadrukkelijk opgenomen in de adviesvraag van EZK.</p>
WKO in de glastuinbouw	Wij kunnen ons vinden in de conclusie van het PBL om subsidie voor een WKO-systeem met koudevraag uit te sluiten.	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Warmte en WKO in de glastuinbouw	Net als voor de gehele SDE+-regeling, is te differentiëren naar te specificeren laagwaardige warmtebronnen. WKO als categorie moet afgewezen worden, omdat dit geen warmtebron is maar onderdeel kan zijn van een warmte-energiesysteem. In en voor de glastuinbouw gaat het onder meer om de volgende specifieke warmtebronnen: aquathermie, warmte uit datacenters, kaswarmte en de daglichtkas.	Wij hebben WKO in de glastuinbouw niet in het eindadvies opgenomen. Wel nemen wij WKO-kosten mee in categorieën als aquathermie of de daglichtkas. Een aparte categorie voor laagwaardige warmte achten wij te generiek, gezien het verschil in subsidiehoogtes.
Correctiebedragen	De belangrijkste ontwikkeling betreft een aanmerkelijk verbeterde sparkspread voor WKK. Een evaluatie van deze recente marktverandering is noodzakelijk. Wij pleiten voor de correctiepercentages als volgt: - LHVx70% (ipv 90%) voor WKK inzet spark spread beperkt - LHVx50% (ipv 70%) voor WKK inzet spark spread flexibel	De prijs van warmte is – zeker in de berekeningswijze van het PBL – zeer gevoelig voor de sparkspread. Daarentegen houden wij in onze advisering ook rekening met gewenste stabiliteit in de regeling. Wij zijn terughoudend om de factoren 50%, 70%, 90% van de gasprijs snel aan te passen aan fluctuerende energieprijzen.
Correctiebedragen (seizoensinvloeden)	Door variatie in vollasturen wordt al enigszins tegemoet gekomen aan het meewegen van seizoenseffecten.	Voor kennisgeving aangenomen.
Correctiebedragen	Wij onderschrijven het standpunt van het PBL om correctiebedragen variabel te houden.	Voor kennisgeving aangenomen.

B.2 Energie uit water

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Aquathermie (warmtepomp)	Er wordt gesteld dat warmtepompen 50-70 graden zouden maken voor directe toepassing in huis. Het is onze ervaring dat het aanzienlijk goedkoper is om warmte op een temperaturniveau te leveren dat voldoende is voor ruimte- én tapwaterverwarming. Dit wordt bevestigd door recente studies van TKI WINST en het rapport van Decision over het gebruik van restwarmte van datacenters. Technisch is het mogelijk met een boosterwarmtepomp het tapwater deel in de woning nog te verhogen maar bezien over het hele systeem is dit een duurdere oplossing dan alle warmte op een voldoende hoog niveau aan de woning te leveren. Dit komt met name omdat individuele (booster) warmtepompen een hogere specifieke CAPEX hebben dan grote industriële warmtepompen, en omdat decentrale (booster) warmtepompen een zwaarder E-net vragen in de wijk, wat ook hoge kosten met zich meebrengt.	De systemen kunnen 50-70°C leveren, voor de referentie gaan we uit van 70-75 °C, m.a.w. er hoeven geen aanpassingen doorgevoerd te worden bij de afnemers.
Aquathermie (warmtepomp)	Voor tapwater dient de aanvoertemperatuur in de woning ca 65 °C te zijn. Echter de nieuwe warmtewet die per 1 januari ingaat kent lagere tarieven voor warmte van een temperatuur van minder dan 70 °C, waardoor dit in praktijk de aanvoertemperatuur zal zijn. Vaak zit er dan nog één, en soms twee, warmtewisselaar(s) tussen de centrale warmtepomp en de woning en treedt er nog (beperkt) temperatuurverlies op. Dat betekent dat om met 70 °C aan te komen in de woning de warmtepomp 75-80 °C zal moeten produceren. Wij raden aan om van deze temperaturen uit te gaan, wat impact heeft op de investeringskosten en <i>Seasonal Performance Factor</i> van de warmtepomp.	Ter kennisname meegenomen.
Aquathermie	Het conceptadvies lijkt uit te gaan van een <i>stand alone</i> aquathermie bron (gezien het zeer lage aantal vollasturen van 1500). Martpartij ziet aquathermie meer als basislast- of middenlastbron, waarbij de piek en back-up door de bestaande bronnen in het bestaande warmtenet worden geleverd. Hiermee zijn enerzijds veel meer vollasturen mogelijk, wat het basisbedrag aanzienlijk verlaagt. Anderzijds is de "tie-in" van de aquathermiebron (met warmtepomp) in het bestaande net een complexe zaak wat extra investeringskosten met zich meebrengt. Dit laatste verhoogt het basisbedrag maar in veel mindere mate dan dat het hogere aantal vollasturen het basisbedrag verlaagt.	De referentiecasi is afgeleid uit publieke data m.b.t. TEO-projecten via de STOWA-website. Het betreft stand-alone installaties bestaande uit een oppervlaktewaterbron, een WKO en een collectieve WP met een (klein) lokaal netwerk.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Aquathermie (aansluiting)	<p>Wij zouden graag inzicht krijgen in de opbouw van de totale investering zoals aangenomen door het PBL zodat wij beter kunnen reageren op de totale investeringskosten. Als onderdeel daarvan zouden wij graag zien met welke afstand en kosten wordt gerekend voor de aansluiting op het warmtenet. In onze ervaring is dit een belangrijk onderdeel van de totale CAPEX. Merk op dat het feit dat aquathermieprojecten typisch in het secundaire net intakken en niet in het primaire net, betekent dat het tracé vaak relatief langer zal zijn en dat mogelijk ook meerdere secundaire netten aangetakt moeten worden. Het primaire net wordt typisch op een te hoge temperatuur bedreven voor aquathermie).</p> <p>Daarnaast is voor de aansluiting op het hoofdnnet een warmteoverdracht station nodig (WOS). Deze WOS kan zowel warmte van de aquathermie/warmtepompbron als warmte uit het bestaande hoofdnnet nemen, en levert de benodigde temperatuur aan het secundaire wijknet. De kosten hiervan zijn aanzienlijk. Gezien de lage specifieke CAPEX van 748 €/kW in het consultatiedocument denken wij dat hier u geen rekening mee wordt gehouden.</p>	In de uiteindelijke berekening voor het basisbedrag van de categorie aquathermie is rekening gehouden met kosten voor 700-1000 meter transportleiding en voor een Warmteoverdrachtstation (WOS).
Aquathermie (kosten)	De investeringskosten van 748 €/kWth zijn laag. Voor TEA rekenen wij met [x] €/kWth. Het verschil kan wellicht worden verklaard uit het verschil tussen enerzijds de investeringskosten die verbonden zijn aan het invoeden van aquathermie op een klein net zonder andere bronnen en anderzijds de investeringskosten van aquathermie op een bestaand net met meer bronnen. Overigens zijn de O&M-kosten van 71 €/kWth/jaar ons juist weer aan de hoge kant.	De investeringskosten zijn aangepast, onder andere door het meenemen van de kosten van een WKO-installatie.
Aquathermie (vollasturen)	Er wordt nu uitgegaan van 1500 vollasturen. Dat is in onze ogen veel te laag. Aquathermie is, zeker inclusief de transportleiding, een redelijk CAPEX-intensieve technologie. Om het economisch te benutten is het van belang voldoende vollasturen te draaien. Wij denken dan aan minimaal 3000 maar liever 6000+. Een hoger aantal vollasturen heeft een zeer groot effect op het basisbedrag. Wij pleiten voor een vollasturen staffel zoals ook bij biomassa is geïntroduceerd. Als dit niet mogelijk zou zijn dan pleiten wij voor in ieder geval twee apart categorieën: een categorie met 3000 VLU en een categorie met 6000 VLU. Een categorie op 1500 uren zou pas achteraan in de SDE+-rangschikking komen en lijkt daarmee minder interessant of kansrijk.	<p>Het aantal vollasturen is op 3500 uur gesteld. Door meenemen van de WKO in de referentie-installatie, is dit aantal haalbaar.</p> <p>Differentiatie in vollasturen passen wij niet toe, tenzij expliciet daartoe gevraagd door EZK.</p> <p>Wij gebruiken een technisch zinnige installatie als referentie. Een afwijkend aantal vollasturen hanteren om gunstiger in de rangschikking te komen, is daarbinnen geen valide argument.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Aquathermie (vullasturen)	Om knelpunten voor een aantal installaties te voorkomen, zouden we willen voorstellen om het aantal vullasturen per jaar te verhogen naar minimaal 2.500. Op basis van ervaringen met reeds bestaande installaties.	We hebben het aantal vullasturen verhoogd naar 3500, wat dankzij een WKO-installatie technisch haalbaar is.
Aquathermie (vermogen)	<p>Uitdaging bij inpassing van aquathermie in een bestaand warmtenet is dat de primaire leidingen in het warmtenet vaak op hoge temperaturen opereren (typisch tussen de 90 en 120 graden). Dit zijn zeer hoge temperaturen voor een warmtepomp met aquathermie als bron, wat tot lage SPF's zou leiden. Daarom is invoeden in het secundaire net logischer, waar de invoedtemperatuur vaak rond de 75 graden ligt. Nadeel daarvan is dat een secundair net vaak maar 200-1000 woningequivalenten voedt. Dit beperkt de grootte van de aquathermiebron. Bij een basislastvraag gedurende 6000 uur van circa 0,6 kW/woningequivalent in de bestaande bouw, beperkt dit de grootte van aquathermieprojecten op dit moment tot circa 1 MW of minder.</p> <p>Het is uiteraard wenselijk om op termijn ook de temperaturen in bestaande primaire warmtenetten te verlagen, maar dit is op korte termijn nog niet aan de orde.</p>	Het vermogen in de referentie is 0,88 MW.
Aquathermie (vullasturen)	<p>Onze belangrijkste opmerking is dat een business case voor TEA wordt gebaseerd op 4000 dan wel 6000 vullasturen en op 1500 vullasturen. Dat geldt voor de grotere warmtenetten.</p> <p>Wij pleiten er daarom voor dat er meer categorieën worden ingericht namelijk voor 1500, respectievelijk 4000 en 6000 vullasturen voor ofwel een algemene categorie voor TEO, TEA en restwarmte dan wel een specifieke categorie voor TEA.</p>	We adviseren een TEO-systeem met WKO dat 3500 vullasturen kan halen en een TEA systeem dat 6000 vullasturen kan halen.
Aquathermie (differentiatie)	Veel verschillende aquathermie (TEO, TEA, TED), met/zonder WKO, voor leveren van warmte/koude. Kengetallen vooral beschikbaar voor TEO, met WKO voor leveren warmte. Echter, voor de andere systemen zijn geen tot weinig kengetallen beschikbaar. Volgens experts zijn de genoemde bedragen ook toereikend voor TEA en TED met/zonder WKO.	Er is in de consultatie voldoende informatie beschikbaar gekomen om te kunnen adviseren over TEO en TEA.
Aquathermie (differentiatie)	Wij zien mogelijkheden voor TEA (afvalwater) zonder WKO (wel met warmtepomp) omdat bij TEA de temperaturen hoger liggen dan bij TEO, ook in de winter.	Naast de bestaande TEO categorie is er ook een categorie TEA doorgerekend met de volgende kenmerken : ~1 MWth, collectieve WP, 6000 VLU, inclusief kosten voor 700m-1000m transportleiding en een warmteoverdrachtstation (WOS)

B.3 Zonne-energie

Zon-PV

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (algemeen)	Basisbedrag lager dan overeengekomen in Ontwerp Klimaatakkoord. Hoewel wij begrijpen dat het afgesproken kostenreductiepad in het klimaatakkoord nog niet formeel is, en het niet gepresenteerd is als minimum bedragen, valt ons wel op dat het concept basisbedrag 2020 onder het voorspelde bedrag ligt. Bij de berekening aan de Elektriciteitstafel (werkgroep Hernieuwbaar op Land) zijn andere aannamen gedaan dan in het concept advies het PBL 2020. Een aantal verschillen die wij zien: grid O&M voor projecten >10MVA veelal 1% van de grid CAPEX, landhuur, assetmanagement en sociaal draagvlak. We zien graag dat aannames die gedaan zijn in het klimaatakkoord gesynchroniseerd worden met dit PBL-advies. Zo kan de sector beter sturen op de gewenste kostenreductie.	Klimaatakkoord is geen referentie voor het SDE++-advies.
Zon-PV (algemeen)	Wij verzoeken het PBL dringend overleg te voeren met de netbeheerders over de momentane aansluit- en transportbeperkingen van de sector die er in kunnen resulteren dat SDE-beschikkingen zullen vervallen. Dit doet onverwacht afbreuk aan de SDE-doelstellingen en daarmee aan de energietransitie. Een handreiking zou kunnen zijn de startdatum van SDE-beschikkingen mee te laten lopen met de termijn totdat aangesloten en getransporteerd kan worden door de netbeheerders.	Het PBL adviseert primair over de hoogte van de subsidie. Het punt is meegegeven aan EZK.
Zon-PV (arbeidskosten)	Op basis van toenemende efficiency van de panelen, ervan uitgaande dat voor de efficiëntere panelen evenveel installatiemateriaal en arbeid nodig is, begrijpen we de voorgestelde kostendaling. Hierbij wordt ons inziens echter onterecht voorbij gegaan aan I) toenemende eisen van overheden om (duurder) lokaal c.q. Nederlands personeel in te zetten, II) de schaarste van arbeid die prijsopdrivend werkt en III) de ontwikkelingen van de grondstofprijzen, die variabel zijn. Dit meewegend zou een stabiele prijsontwikkeling ons inziens passend zijn.	We houden op grond van de uitgangspunten enkel rekening met nationaal geldend beleid. Voor toekomstige kostenstijgingen rekenen we met 1,5 inflatie per jaar.
Zon-PV (arbeidskosten)	Er is sprake van stijging arbeidskosten. We denken dat het rekenen met 2% kostendaling hier niet de werkelijkheid is. Het is zeker dat de arbeidskosten in de technische sector sterk stijgen en blijven stijgen, ruim meer dan de inflatie. Dit raakt zowel de aanleg als het onderhoud van PV-installaties. We stellen daarom voor een jaarlijkse kostenstijging op arbeid van 3% mee te nemen, bovenop	Voor toekomstige kostenstijgingen rekenen we met 1,5 inflatie per jaar. Wij zien geen basis, anders dan de geleverde rationale, om met een snellere prijsstijging te rekenen, ook omdat er efficiencywinsten gehaald blijven worden.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	de inflatie, in de doorrekening van CAPEX en OPEX.	
Zon-PV (basisbedrag)	Daling van basisbedrag van grondgebonden zon pv is meer dan zoals opgenomen in concept Klimaatakkoord.	Klimaatakkoord is geen referentie voor het SDE++-advies.
Zon-PV (basisbedrag)	Wij zijn ervan overtuigd dat de daling van het basisbedrag te snel is t.o.v. de werkelijke kostendaling. Dit zit enerzijds in de investeringsbedragen (met name balance of system, de elektriciteitsaansluiting en overige kosten die niet meegenomen worden in de berekening), anderzijds worden de operationele kosten structureel onderschat.	Voor een deel bepalen de uitgangspunten die EZK aan het PBL meegeeft de kostencomponenten die bij de bepaling van de basisbedragen meegenomen kunnen worden. Tevens zijn voor sommige kostencomponenten inschattingen gemaakt.
Zon-PV (basisbedrag)	Wij zijn het oneens met de intensiteit van de kostenverlaging, mede gelet op de huidige marktontwikkelingen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (basisbedrag)	<p>PV-projecten gaan het heel moeilijk krijgen met de voorgestelde tarieven voor 2020. Ook moet in de toekomst steeds meer geld beschikbaar gesteld worden voor omgevingsfondsen en/of financiële participatie wat ook duur geld is. De omgeving en de politiek stelt hier steeds omvangrijkere eisen t.b.v. het afgeven van de omgevingsvergunning maar dat geld is er simpelweg niet of zo marginaal dat het niet veel voorstelt.</p> <p>Projecten die vooral in de gevarenzone zitten.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Situaties waar de aansluitkosten hoog zijn als gevolg van grote afstand tot het netwerk - Zonnevelden tot ca 2,5 a 3MW; indien aansluiting dichtbij wel lage aansluitkosten maar onvoldoende schaalgrootte om de vaste kosten terug te verdienen. - Zonnevelden van 2,5 tot ca 5MW; wel redelijke schaalgrootte maar zeer hoge aansluitkosten (1750 kVA tot 6000 kVA). <p>Alleen projecten van tientallen hectares c.q. MWp-en zullen in gunstige omstandigheden nog een positieve businesscase kunnen voorleggen, echter deze roepen in toenemende mate weerstand op van de omgeving en de lokale politiek en zullen ook slechts marginale bedragen kunnen opbrengen voor compensatie en participatie.</p> <p>Voorgestelde oplossing: I. Verhoging van de tarieven naar het niveau van 2019. II. Differentiatie naar projectgrootte om projecten tot 5MWp, die landenschappelijk / maatschappelijk goed inpasbaar zijn, haalbaar te maken.</p>	<p>De opgehaalde informatie wijst juist in sterke mate op een te hoge ondersteuning van zon-PV als wij de tarieven niet mee laten dalen met de marktontwikkelingen. Participatie- en omgevingskosten worden op basis van de uitgangspunten niet meegenomen in de CAPEX, maar ons beeld is dat zij wel gecompenseerd kunnen worden vanuit het rendement op eigen vermogen.</p> <p>Verdergaande differentiatie is overwogen, maar adviseren wij vooralsnog niet omdat het verschil in basisbedrag beperkt is in relatie tot de specifieke meerkosten die bij projecten kunnen optreden, waar deze consultatiereactie ook over spreekt.</p>
Zon-PV (basisbedrag)	De berekening van het Basisbedrag zon-PV lijkt geen rekening te houden met de volgende factoren:	De genoemde kosten worden niet tot de kosten gerekend op grond van de door

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<ul style="list-style-type: none"> • De stijgende en additionele kosten voor de voorbereiding en het verkrijgen van een vergunning; • De kosten als gevolg van de toename van maatschappelijke eisen op het gebied van landschappelijke inpassing, natuur en biodiversiteit en het extra onderzoek en advies hiervoor gewenst, de participatie aan een lokaal omgevingsfonds en het omgevingsmanagement inzake belanghebbenden; • De kosten van land- en dakhuur, de notariskosten terzake van vestigen zakelijke rechten, kosten voor asset management; en • Stijgende OZB-kosten. 	EZK opgestelde uitgangspunten. Enkel OZB-kosten nemen wij expliciet mee. Deze kosten hebben wij in het eindadvies opgehoogd.
Zon-PV (basisbedrag)	Wij verzoeken het PBL naast kostenreducties tevens rekening te houden met kostenstijgingen waaronder stijgende arbeidskosten vanwege schaarste op de arbeidsmarkt (plaatsingskosten per paneel nemen toe), stijgende overheadskosten ten gevolge veiligheid, kwaliteit en daarmee stijgende kosten van total cost of ownership.	Wij houden rekening met een beperkte stijging van deze kosten (1,5%/jaar), maar ook met efficiencywinsten. Hierdoor zullen per saldo de kosten blijven dalen.
Zon-PV (basisbedrag)	<p>De volgende aspecten spelen in toenemende mate een kostenverhogende rol in de ontwikkeling en realisatie van zonneparken:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Omwonenden worden op verzoek van de overheid, gemeente en door de informatie in de media steeds intensiever bij de ontwikkeling van een zonnepark betrokken. Hierdoor worden er steeds meer eisen gesteld m.b.t. de landschappelijke inpassing. Dit brengt kosten met zich mee mbt landschapsarchitecten, groenvoorzieningen en gaat ten koste van de ruimte voor zonnepanelen. • Omgevingsmanagement is steeds tijdrovender, meerdere brainstorm avonden, meerdere informatie avonden, bezoeken aan fracties, veel 1 op 1 gesprekken met omwonenden samen met een landschapsarchitect. • Planschade onderzoek is tegenwoordig standaard, kosten voor onderzoek plus planschade zelf. • Weerstand reduceert de slaagkans en de kosten van niet-succesvolle projecten worden hoger voor projectontwikkelaars. • Om draagvlak te behouden bij de energietransitie worden steeds meer eisen gesteld m.b.t. financiële participatie. Participanten dragen vaak geen ontwikkelkosten en wensen geen projectrisico. Financiële participatie gaat daardoor ten koste van het rendement van de uiteindelijk investeerder en/of ontwikkelaar. 	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (categorie-indeling)	Binnen dezelfde maatschappelijke oproep voor goede (esthetische) inpassing zon PV is de gebouw-geïntegreerde toepassing een speciale categorie. Momenteel zijn veel toepassingen van deze categorie marktrijp. Gebouw-geïntegreerde systemen zijn duurder en hebben vaak lagere opbrengst. Onderzocht zou moeten worden welke technieken marktrijp zijn en welke marktsegmenten potentie hebben om op te schalen via de SDE++.	Het is de vraag of het een juiste en verantwoorde prikkel is om esthetische inpassing te stimuleren via een generieke regeling als SDE++. Dit lijken meer kosten die gedragen moeten worden door degene die waarde wil toevoegen aan zijn project.
Zon-PV (categorie-indeling)	Er wordt geen onderscheid gemaakt tussen zonnepanelen gebouw-, grondgebonden of drijvend op water bij installaties >15 kWp en < 1MWp. Advies om dit wel te doen, zodat duidelijk wordt hoe gebouwgebonden meer gestimuleerd kan worden dan grondgebonden en drijvend op water. Door gebouwgebonden meer te stimuleren wordt de ruimte zo effectief mogelijk gebruikt.	Bij een generieke regeling hoort enige terughoudend in het creëren van extra sub-categorieën. Zodra er voldoende concrete initiatieven zijn en er significant, generiek verschil in kosten bestaat, kan het PBL overgaan tot het adviseren van een extra categorie. We adviseren wel enige aanpassing in de categorisering >1 MWp.
Zon-PV (categorie-indeling)	Het stimuleren van zon op dak ten opzichte van zon op grond is een belangrijke factor om draagvlak te vergroten. De SDE-regeling kan hierin een belangrijke rol spelen. We hebben begrepen dat met deze voorstellen de fase zon op dak voor de fase zon op grond komt. Advies dit expliciet(er) op te nemen. We steunen deze wijziging, omdat zon op dak hiermee (nog) aantrekkelijker wordt dan zon op grond. Het is ons niet duidelijk of dit ook voor zon op grond op goedkopere gronden geldt. Verzoek om dit te verduidelijken. Daarnaast is het ons niet duidelijk of de SDE budgetten voor zon op dak / zon op grond als één totaal gemaximaliseerd worden, waardoor zon op dak de prioriteit krijgt. Advies dit te verduidelijken.	De SDE++-regeling is zo opgezet dat voor alle in categorieën gedefinieerde techniekvarianten de onrendabele top vergoed wordt. Beneden 1 MWp is het basisbedrag gelijk voor alle typen systemen en komen alle aanvragen tegelijk aan de beurt. Maar inderdaad is het zo dat de dakgebonden systemen > 1 MWp (evenals de grondgebonden systemen > 1 MWp) een lager basisbedrag kennen. Bovendien is het correctiebedrag voor dakgebonden systemen hoger, waardoor de subsidiebehoefte voor daksystemen lager is dan voor veldsystemen. Of deze eerder aan de beurt komen hangt ook van de fasegrenzen af.
Zon-PV (categorie-indeling)	Wij zouden graag zien dat er ook een SDE-regeling komt gericht op carports. Wij zien toenemende kansen voor het dubbel ruimtegebruik, echter door de dure onderconstructie is de huidige regeling niet passend. Wij zien dat er een separate categorie komt voor carports, zoals deze er ook is voor zon op water en dak. Uiteraard zijn wij bereid om mee te denken en relevante informatie te leveren.	Het eindadvies bevat aan aparte paragraaf over dit onderwerp.
Zon-PV (categorie-indeling)	Voorstellen voor extra aparte categorieën: <ol style="list-style-type: none"> 1. Fraaie carport als overkapping van parkeerterreinen (P&R's bijvoorbeeld) 2. Zonnepanelen als fraai alternatief voor kleine solar modules als daksysteem. 	Het is de vraag in hoeverre esthetiek via SDE++ gesteund kan worden. Sommige van de genoemde categorieën zouden de basisbedragen erg hoog laten worden. Verlenging van de

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	3. Gevel van zonne-energie. Aparte SDE rubriek voor gevelsystemen met langere looptijd (25 jaar ipv 15 jaar) en hoger basisbedrag.	looptijd is niet haalbaar binnen de uitgangspunten van EZK.
Zon-PV (categorie-indeling)	<p>We bepleiten het introduceren van een nieuwe categorie van "zon-PV op carport". Dit betreft het plaatsen van zonnepanelen op parkeerplaatsen zonder dak. Hiervoor is nodig dat de zonnepanelen geplaatst worden inclusief een onderconstructie van fundering en stalen frame. Dit betreft extra kosten ten opzichte van de categorie "zon-PV gebouwbonden" dan wel de categorie "zon-PV grondgebonden". Voor deze extra kosten is een hoge basisbedrag nodig dan nu wordt bepaald voor de bestaande zon-PV categorieën.</p> <p>Met "zon-PV op carport" wordt effectief gebruik gemaakt van grond die is bestemd voor parkeerplaatsen, er is minder beslag op landbouwgrond nodig, en er kan een combinatie gemaakt worden met elektrisch laden van voertuigen.</p>	Het eindadvies bevat aan aparte paragraaf over dit onderwerp. Hierbij zijn de systeemgrenzen een belangrijk aandachtspunt voor de kostenanalyse.
Zon-PV (categorie-indeling)	Het peiljaar voor het verwacht prijsniveau van de categorie "grondgebonden" is 2023 bij een beschikking afgegeven in 2020. Het prijsniveau voor de investering wordt echter "vastgeklikt" tijdens de contractingsfase, die relatief snel volgt op de afgifte van de SDE+-beschikking. Daarom zou het realistischer zijn om het peiljaar te bepalen op één tot twee jaar na afgifte van de beschikking.	Dit lijkt niet voor alle ontwikkelaars zo te zijn.
Zon-PV (categorie-indeling)	De kosten per kWp van omvormers zijn te laag. In de praktijk zien we dat deze hoger uitkomen.	Voor kennisgeving aangenomen bij gebrek aan onderbouwing.
Zon-PV (categorie-indeling)	Wij zijn voorstander van een zesde categorie voor zon-PV met inpassing of dubbel gebruik in de gebouwde omgeving, zoals overkappingen van parkeerterreinen. Het PBL wordt vriendelijk verzocht dit mee te nemen in het SDE++ regime voor 2020 e.v.	Het eindadvies bevat aan aparte paragraaf over dit onderwerp.
Zon-PV (collectieve projecten)	In de praktijk blijken deelnemers in zonneprojecten samen te werken om projecten te realiseren. Hiermee worden de deelnemers ontzorgd en kunnen meer projecten gerealiseerd worden. De SDE kan op dit moment hier geen goede oplossing voor bieden, omdat projecten individueel aangemeld worden, wat tot (onrealistisch) korte oplevertermijnen leidt. Advies om in het PBL-advies ook mee te nemen hoe met deze collectieven om te gaan.	Hier hebben we op dit moment geen oplossing voor binnen de context van het advies. We hebben het punt aan EZK meegegeven.
Zon-PV (CO ₂ -gebaseerde ranking)	Het bepalen van het subsidiebedrag als basis voor de CO ₂ -gebaseerde	We hebben het punt aan EZK meegegeven. In het

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	ranking wordt gerekend met een bodemprijs. We zijn geen voorstander van het rekenen met een bodemprijs.	eindadvies wordt het basisbedrag afgezet tegen de langetermijnprijs.
Zon-PV (Curtailment)	Beperkingen op transportcapaciteit spelen inmiddels op grote schaal in Nederland. Het ziet er naar uit dat er vaker standaard gekozen gaat worden voor het beperken van transportcapaciteit om meer zon-PV-projecten op het net te kunnen inpassen. Wij vinden dat een logische gang van zaken, mits hiervoor een compensatie mogelijk is. We roepen op om te onderzoeken dit via de SDE op te lossen, via het basisbedrag, correctiebedrag of looptijd voor die projecten die transportbeperking krijgen.	Het lijkt ons meer voor de hand te liggen om dit via de elektriciteitsmarkt op te lossen, zodat er project-specifieke compensatie mogelijk is, en geen generieke compensatie via SDE+.
Zon-PV (DSCR)	<p>Er worden veel posten niet meegenomen in de onrendabele top zoals ontwikkelkosten, voorbereidingskosten en afsluitprovisies. Ook wordt er uitgegaan van een restwaarde na 15 jaar tot 20 jaar. Er wordt uitgegaan van een marge voor de installateur en op de systeemcomponenten, maar niet voor een marge van een ontwikkelaar omdat deze uit het eigen rendement gehaald moeten worden. De onderliggende businesscase gaat echter wel uit van een projectfinanciering, waarbij in veel gevallen een ontwikkelaar betrokken zal zijn (en deze kosten drukken op DSCR-ratios). Zonder deze ontwikkelaars zal een stuk minder groot deel van het zon-potentieel ontwikkeld worden. De restwaarde van het project na 15 jaar wordt meegerekend in de bepaling van de basiscijfers. Mogelijk hebben projecten een restwaarde, maar die wordt ingeschat als erg laag en onvoorspelbaar en kan niet worden meegenomen in de financiering. De restwaarde is dus geen factor bij financieringsafwegingen van projecten. Banken en andere financiers kijken vooral naar de Debt Service Coverage Ratio (DSCR) bij het aangaan van een lening. De DSCR zal nu te laag worden. Als gevolg hiervan zal het percentage eigenvermogen vaak verhoogd moeten worden waardoor financierbaarheid problematisch of onmogelijk (te laag rendement voor de investeerder) wordt.</p> <p>Een extra factor hierin is dat mogelijke mid-kortetermijnrentestijging (reëel risico) een significante impact heeft op de financierbaarheid van een zon-pv-project. Ook hier komt de DSCR knel en zal niet toereikend zijn met de hoogte van het basisbedrag. Ook hier is het gevolg dat er minder vreemd vermogen kan worden aangehouden en er meer risicopremie e.a. in rekening wordt gebracht. Dit</p>	In de consultatie hebben wij diverse signalen ontvangen dat banken wel degelijk naar de periode na 15 jaar kijken. De analyse in deze reactie sluit op meerdere punten niet aan op het algemene beeld uit de marktconsultatie. Het verlengen van de subsidieperiode is binnen het kader van de adviesvraag niet mogelijk.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>veroorzaakt trage of non-realizatie. We stellen voor om de periode waarover gerekend wordt aan te laten sluiten op financiële producten en rekenen met die onvoorspelbare restwaarde te laten vervallen.</p> <p>Opmerking: de business case moet voor banken bij dit soort projectfinanciering ook uit kunnen bij een zogenaamde P90-instraling scenario, waardoor niet het volledige aantal vollasturen benut kan worden.</p> <p>Een andere weg zou kunnen zijn het oprekken van de subsidieperiode naar 20 – 25 jaar. 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 t.o.v. Nederland.</p>	
Zon-PV (eigen verbruik)	<p>Door de komst van het correctiebedrag op eigen verbruik is het de praktijk geworden om met dakgebonden projecten te kiezen voor pure netlevering, zeker in geval niet een pandeigenaar zelf producent wordt. Dit wordt met name veroorzaakt door de onvoorspelbare kasstroom en de complexiteit van het correctiebedrag in relatie tot bijvoorbeeld de toekenning energiebelasting (vanwege operationele leaseregels die geen aanpassing toestaan in het leasebedrag voor variaties in netlevering vs eigen verbruik).</p> <p>We hebben helaas geen zicht op wat het percentage is van projecten die kiezen voor puur netlevering. In de praktijk zien wij dat de ontwikkeling van projecten onder de 100 kWp teleurstellend is en projecten op dak sneller zouden kunnen ontwikkelen. Dit kan veroorzaakt worden hierdoor omdat de meerwaarde van het eigen verbruik in de praktijk dus niet geogst wordt door verschillende knelpunten.</p> <p>Hoe doen we het met eigen verbruik: we pakken een totaal nieuwe aansluiting. Wij doen 100% netlevering. Direct leveren aan afnemers weliswaar vanuit energetisch oogpunt beter, maar is lastiger, zowel operationeel en economisch. Dit is een perverse prikkel.</p>	<p>Vooralsnog zien wij in de data geen daling van het percentage eigen gebruik. In het kader van de SDE++-advisering zullen we het periodiek blijven volgen.</p>
Zon-PV (eigen verbruik)	<p>Een gemiddeld aandeel eigen verbruik van 60%: wij herkennen dit niet. Geldt dit voor alle groottes van systemen? Waar heeft dit percentage van 60% invloed op?</p>	<p>Dit percentage is afkomstig van afgifte van GvO-certificaten en bepaalt de hoogte van de rangschikking voor zon PV. Het is niet van invloed op de subsidie-uitbetaling. In het eindadvies hebben we het nader gedifferentieerd.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (eigen verbruik)	Het hanteren van één percentage voor eigen gebruik bij gebouwen doet geen recht aan de verschillende situaties die zich voordoen. Het maakt bijvoorbeeld uit voor het eigen gebruik of de zonnepanelen door de gebouweigenaar worden beheerd of dat de zonnepanelen worden geëxploiteerd door een derde die het dak huurt. Met deze verschillen zou rekening gehouden moeten worden.	De aannames voor eigen verbruik wordt alleen gebruikt voor het bepalen van de rangschikking van de PV-optie ten opzichte van de andere categorieën.
Zon-PV (grond/dakkosten)	In de O&M-kosten worden geen kosten meegenomen voor landhuur, participatie, sociaal draagvlak, terwijl dit toch significante kosten zijn. Er zal geen enkele landeigenaar zijn grond om niet beschikbaar stellen. Verder is dit ook rechtstreeks in tegenspraak met het conceptklimaatakkoord, waarin een kostenreductiepad is afgesproken, waarbij wel rekening wordt gehouden met deze reële kosten. Wij vinden het onbegrijpelijk dat de kosten voor de pacht niet meegenomen worden. Deze vormen een fundamenteel onderdeel van de projectkosten. Kosten voor de pacht van de grond zijn nog veel hoger dan verondersteld.	Grondkosten zijn expliciet uitgesloten voor zonne-energie. Het is een uitgangspunt van EZK.
Zon-PV (grond/dakkosten)	Wij zijn van mening dat het weglaten van de kosten voor de grond een zeer scheef beeld oplevert van de daadwerkelijke investering en rendement voor een zonnepark. De betalingen voor land, zij het koop of huur, zijn een zeer groot component van de investering en/of de jaarlijkse lasten. De prijzen van land laten een groeiende trend zien. Door deze kosten weg te laten bestaat er een significant risico dat de subsidiebedragen berekend zonder deze kosten niet toereikend zijn wanneer projecten deze kosten wel dragen. Om de trend van stijgende landprijzen te remmen moet vooral worden gekeken naar alternatieven buiten het SDE+-prijsbepalings-mechanisme.	De uitgangspunten hieromtrent voor SDE++ zijn ongewijzigd ten opzichte van vorig jaar.
Zon-PV (categorieën)	De aannames voor drijvend en zonnepanelen maken het mogelijk om deze technieken te ontwikkelen. Het blijft wel een risico of in de laatste fases van de SDE+-ronde nog voldoende budget overblijft.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (grondkosten)	Is er bij de berekening van het rendement op eigen vermogen meegenomen dat bij grondgebonden posities niet alle oppervlakte van de grond die wordt gehuurd of is gekocht kan worden gebruikt omdat landschappelijke inpassing (van soms wel 20 procent) een voorwaarde van de betreffende gemeente is?	Nee, grondkosten worden conform de uitgangspunten überhaupt niet meegenomen.
Zon-PV (GvO's)	De prijs van GvO's is niet stabiel genoeg dat dit waarde heeft voor project-financiering. Een hogere GvO-	Uit de consultatie volgt dat de GvO's een reële waarde hebben voor een project,

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>prijs ontstaat door vraag/aanbod op korte termijn. (Energie)bedrijven met leveringsplicht moeten certificaten kopen en de prijs gaat omhoog. Dat is voor klein volume en tijdelijk.</p> <p>Als er een termijnmarkt komt voor GvO's, dan kunnen wij ook in de PPA die waarde claimen. Dan kan het ook wel in correctiebedrag komen. Zou mooi zijn als de overheid de GvO-regeling blijft stimuleren. Richting subsidie-vrij wordt het een steeds belangrijkere component.</p> <p>Als er projecten zijn die wel hogere GvO's krijgen, dan verwacht ik dat dit in een lager bod voor basisbedrag zal uiten. Niet onbelangrijk in 2020, want de concurrentie zal enorm toenemen.</p> <p>De prijs voor de GvO die een zonnepark ontvangt is op basis van een prijsvoorspelling van 15 jaar, vooruitkijkend. Om financiering veilig te stellen wordt de prijs van de GvO aan het begin bepaald. Wat de prijs uiteindelijk is geworden heeft geen invloed op onze inkomsten. Afnemers van PPA's houden een risico-premie gezien de grote onzekerheid van de GvO-markt. Wat nou die marktprijs is, daar is geen beeld van.</p>	die inderdaad op termijn onzeker is.
Zon-PV (installatiemateriaal)	Wij voorzien een stabiele prijsontwikkeling van installatiemateriaal en -arbeid. We herkennen de toenemende efficiency, maar zien tegelijkertijd tegengestelde marktbevingen. Belangrijkste drivers daarvoor zijn I) toenemende arbeidskosten en II) de afhankelijkheid van wereldmarktprijzen voor materialen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (investeringskosten)	Veel te optimistische schatting voor de investeringskosten. Een halfjaar zekerheid voor een ontwikkelaar/bouwer is geen zekerheid. Het SDE+-tarief moet minimaal 2 ronden geldig zijn om projecten tot een goed einde te brengen. Een halfjaarlijkse bijstelling getuigd van geen enkel respect voor de inspanningen en het risico van initiatiefnemers. De afname is veel te scherp van het tarief. Dit zorgt voor heel veel stress in de branche om toch maar een eerdere tariefronde te halen. Dit werkt gewoon niet in een zo gevoelige markt als solar met het verkrijgen van draagvlak in het hele land.	In de adviesvraag wordt gevraagd om de kostenontwikkeling van zon-PV nauwkeurig te bepalen, inderdaad met twee ijkpunten per kalenderjaar. Een subsidieregeling die adequaat de werkelijke kosteninschattingen van de markt volgen, is volgens ons wel in het langetermijnbelang van diezelfde markt, mits het enigszins voorspelbaar is.
Zon-PV (investeringskosten)	Aangenomen prijsontwikkeling voor moduleprijs: die herkennen we.	Ter kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (investeringskosten)	Wij missen een aantal essentiële onderdelen van de investeringskosten, te weten I) leges en ontwikkelkosten, II) juridische en financieringskosten t.b.v. de ontwikkeling en financiering	Dit punt is meegegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>van het park, III) kosten voor landschappelijke inpassing, IV) kosten voor participatie en draagvlak. De kosten I en II worden voor elk park gemaakt, terwijl kosten III en IV steeds vaker voorkomen, mede door keuzes van overheden. Door deze kosten niet mee te nemen in de bepaling van het SDE-tarief, ontstaat er weinig tot geen ruimte voor goede landschappelijke inpassing en participatie.</p> <p>De voorgestelde verlaging leidt tot versraling van de projecten en daarmee verlies van acceptatie door omwonenden van dergelijke projecten.</p> <p>Wij vinden het van het grootste belang omwonenden via een zorgvuldig proces te betrekken bij de inpassing van een zonnepark. Dit leidt in veel gevallen tot uitgebreide mitigerende maatregelen, waarmee het zonnepark in het bestaande landschap wordt ingepast. Een absolute voorwaarde om draagvlak voor zonneparken te behouden. Door in de investeringsopzet geen rekening te houden met landschappelijke inpassing en het creëren van maatschappelijk draagvlak.</p>	
Zon-PV (maatschappelijke eisen)	<p>Er is in toenemende mate sprake van eisen over inpassing in landschap en natuur en participatie voor grondgebonden projecten, en is er een roep om voorkeursplek op daken. Dit betekent voor de grondgebonden projecten dat er meer kosten gemaakt worden bij ontwikkeling, dat er intensievere participatieprocessen nodig zijn en dat er minder opbrengst per hectare vanwege ecologische eisen. Die kosten tegenover lagere opbrengsten worden niet beschouwd in het conceptadvies. In dit verband wordt ook vaker gesproken van duidelijke afspraken over opruimen park na 15 jaar. Dit heeft allemaal effect op de onrendabele top van projecten. Er leven lokaal verder verschillende uitleggen van het streven uit klimaatakkoord om tot 50% lokaal eigendom te komen. Daarnaast speelt ook de vraag naar een omgevingsfonds vanuit de opbrengst van het project. Dit geeft in projectontwikkelingsfase onduidelijkheden, complexe processen en dus risico's en bijkomende kosten of</p> <p>Dit roept tevens de vraag op of de SDE het geëigende instrument is om extra kosten die ontstaan uit lokale eisen op te nemen. Deze type kosten gaan relatief een grotere rol spelen in</p>	Dit punt is meegegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>de businesscase, en dus in de onrendabele top.</p> <p>Gemeenten eisen steeds meer/dus hogere ontwikkelingskosten/ Lokale duurzaamheidsfondsen, participatie in alle vormen, dubbel grondgebruik. / Als deze elementen niet in het tarief SDE+ worden opgenomen gaan potentieel goede projecten niet gebouwd worden.</p> <p>De kosten voor landschappelijke inpassing vormen door toegenomen kwaliteitseisen een steeds groter deel van het investeringsbedrag.</p>	
Zon-PV (modules)	Tot 2022 verwachten we geen daling van de moduleprijzen.	Het is waarschijnlijk dat prijzen na 2019 weer zullen dalen.
Zon-PV (modules)	Er wordt op korte tot middellange termijn een stijging (of minder grote daling) in de prijs van panelen verwacht. Is hier rekening mee gehouden?	Door schaarste kan er een toename van de moduleprijs waargenomen worden, maar wij gaan er van uit dat die tijdelijk is.
Zon-PV (modules)	De <i>mainstream</i> -panelen volgens PV-xchange zijn niet representatief voor de nu te ontwikkelen grondgebonden zonneparken. Hiervoor worden vaak panelen met hogere efficiëntie gebruikt vanwege het feit dat grond in Nederland erg duur is en daardoor meer capaciteit op dezelfde oppervlakte gebouwd moet worden. Heeft een andere categorie panelen effect op de berekening?	Een andere categorie definiëren is een mogelijkheid maar wij veronderstellen hier de <i>mainstream</i> panelen. Hogere en lagere prijzen zullen allebei voorkomen maar het merendeel van de projecten zou uit moeten kunnen met het basisbedrag.
Zon-PV (modules)	<p>Wij zijn het oneens met de voorgestelde verlaging van de kosten voor zonnepanelen. Hoewel we weldegelijk inzien dat de technologie zich ontwikkelt en zonnepanelen efficiënter worden, zijn er ook marktontwikkelingen die een rol spelen in de prijsvorming. De prijsdaling in 2018 is deels veroorzaakt door overproductie in China. Op dit moment zien we een stabilisatie van de prijzen voor panelen in 2019.</p> <p>Voorts verwachten wij de komende jaren een groeiende vraag naar panelen op basis van het forse investeringsprogramma in China. Op basis hiervan verwachten wij niet dat de prijs van zonnepanelen zal dalen met de snelheid zoals gesteld in het conceptadvies.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (netwerkaansluiting)	Een aansluitlengte van 2500 m is geen realistische aanname. In veel gemeenten met doelstellingen en zoekgebieden tav grondgebonden zonneparken is geen netaansluitingscapaciteit beschikbaar binnen 2500m. Door van dit uitgangspunt uit te gaan zouden dus projecten in deze gemeenten niet mogelijk zijn. In de praktijk komen wij vaak tegen dat de benodigde tracélengte voor een project tussen 5000-10000m ligt.	Uit recente gerealiseerde projecten en aansluitovereenkomsten valt af te leiden dat de kosten voor niet-redundante netwerkaansluitingen voor een 10 MWp PV-systeem een bandbreedte kent van ongeveer 30 tot 90 EUR/kWp. Dit betreft projecten met een aansluitlengte van enkele honderden meters tot wel 10 km. De gekozen waarde

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>Is het mogelijk om meer inzicht te krijgen in wat voor data gebruikt is voor de analyse van de aansluitkosten van het referentiesysteem? In het eindadvies basisbedragen SDE+ 2019 gaf het PBL aan dat de drie grootste netbeheerders is gevraagd naar de aansluitkosten, was dat hier ook het geval?</p> <p>Op basis van welke informatie is tot de conclusie gekomen dat een typische lengte voor de transportkabel 2500 meter is? Deze meerlengte van 2500 meter is hetzelfde als aangenomen in het eindadvies basisbedragen SDE+ 2019. De trend is dat de transportkabel langer is omdat de gunstig gelegen locaties schaarser worden en derhalve een langere route naar het onderstation gevonden moet worden. Hoe ziet het PBL dit?</p> <p>De kosten voor de netwerkaansluiting zijn significant lager dan eindadvies basisbedragen SDE+ 2019, komt dit alleen doordat het PBL nu uitgaat van niet redundant aangelegde kabels?</p> <p>Wij ondersteunen de gehanteerde uitgangspunten v.w.b. de netwerkaansluiting op basis van onze eigen historie. Tegelijkertijd zien we de afstanden tot de netaansluiting steeds verder toenemen. Hierdoor is het mogelijk dat in de toekomst de gehanteerde afstand van 2500 meter niet meer passend is.</p> <p>De daadwerkelijke kosten voor een aansluiting groter dan 10 MVA kunnen significant hoger zijn door de afstand tot het onderstation (grotendeels bepaald door het beleid van de gemeente en prijs van de grond). Daarnaast zien we dat steeds meer SDE+ beschikkingen naar parken groter dan 10MVA gaan. Is er nagedacht over een aparte categorie voor deze grote parken?</p>	<p>van 60 EUR/kWp wordt geacht representatief te zijn voor een gemiddeld project in deze categorie. De typische lengte van 2500 meter wordt vanaf nu niet meer gebruikt als referentiewaarde.</p>
Zon-PV (netwerkaansluiting)	<p>Het n-0 klopt, maar de kosten zijn niet lager: distributienetbeheerders laten ook het gereguleerde tarief los omdat het aansluitingen met afwijkende kwaliteit betreft. Afstand 2500 m is te weinig, want er is geen sprake van vrijheid in locatiekeuze, omdat andere criteria belangrijker zijn. Eerder is 4-8 km gebruikelijk. En boven de 10 MVA gaan de kosten per MW ook sterk omhoog.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
Zon-PV (netwerkaansluiting)	<p>Kunnen jullie bevestigen dat volgens deze berekening 60 EUR/kWp wordt gerekend voor >1 MWp grondgebonden?</p>	<p>Ja.</p>
Zon-PV (netwerkaansluiting)	<p>Is er nagedacht over een aparte categorie voor zonneparken met netwerkaansluitingen boven 10MVA?</p>	<p>We maken keuzes voor de referentiesystemen op basis</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
		van recente aanvragen en bekende initiatieven.
Zon-PV (netwerkaansluiting)	Wij herkennen ons in de uitgangspunten voor jaarlijkse kosten netwerkaansluiting. Kosten kunnen echter oplopen als afstanden tot de netaansluiting oplopen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (netwerkaansluiting)	Bij > 1 MWp wordt uitgegaan van 30€/kWp + 30 voor transportkabel van 2500. Wij begrijpen niet helemaal hoe dit te lezen (is het 30 k€ voor 2500 meter kabel, of is het 30 €/kWp erbij voor de kabel). De netwerkaansluiting kost in de praktijk meer. In toenemende mate wordt locatiekeuze bepaald door lokale afwegingskaders. Dit is vanwege een breed ervaren maatschappelijke vraag bij zonneparken te sturen op acceptabele inpassing. De afstand tot onderstation is daarin niet bepalend. Dat betekent in de praktijk dat afstand tot onderstation gemiddeld hoger is dan 2.500 meter. Ook projecten onder 1 MW hebben vaak hogere kosten voor netwerkaansluiting.	Er wordt voorgesteld te rekenen met 60 €/kWp.
Zon-PV (O&M-kosten)	<p>O&M kosten voor >1MWp grondgebonden zijn ingeschat op 5,5 €/kWp per jaar. Dit is veel te optimistisch ingeschat. EPC-partijen onderhoudscontracten voor ongeveer [x] €/kWp/jaar.</p> <p>Wat is de logica om als uitgangspunt de laagst waargenomen waarde voor O&M te nemen in het rapport Global Solar PV O&M 2017-2022 door GTM research als uitgangspunt te nemen? Zijn dit niet de datapunten waar veiligheid mogelijk minder aan bod komt? Veilig opereren heeft ook een prijs. Je holt hier op verschillende manieren de kosten uit. Veiligheid kost geld. O&M-bedragen volgens hun is het 8 ipv 5,5 eur/kWp. Ook internationaal gezien gaan kosten steeds verder omlaag en partijen moeten ook leren. Deze twee mechanismen maken dat kosten in 2023 zijn zoals gerapporteerd. Training voor medewerkers. Er is een minimum. Pijnpunt is 'laagst waargenomen waarde'.</p> <p>Kostenefficiëntie door schaalvoordeel gebeurt vrijwel alleen bij ontwikkelaars/operators met grote portfolio's. Hoe zien jullie dit voor ontwikkelaars met kleine portfolios?</p>	De kosteninformatie is meegewogen in de analyse. We richten ons niet op de laagste kosten in de literatuur, maar op de kosten die voor het merendeel van de projecten haalbaar zou moeten kunnen zijn.
Zon-PV (omvormer)	Kunnen jullie verder toelichten hoe de kosten voor het vervangen van de omvormers berekend worden? Wordt er een eenmalig (en volledig) bedrag meegenomen in jaar 12 of een onvolledig en 'uitgesmeerd' bedrag zoals hier geschreven lijkt te zijn?	In jaar twaalf wordt een onvolledig bedrag meegenomen, zodat de periode van analyse in de cashflow (20 jaar) precies gelijk loopt met die van de gebruiksduur van de omvormer: $12 + \frac{2}{3} \times 12 = 20$ jaar

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (omvormers)	Aangenomen prijsontwikkeling voor omvormer: die herkennen we.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (omvormers)	Wij herkennen ons in de genoemde ontwikkeling in de kosten van omvormers.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (ontwikkelingskosten)	<p>Bij de ontwikkeling hoort ook het wijzigen van het bestemmingplan (kosten) en ook het proces voor de Wabo is voor de ontwikkelaar een 100% risicovolle onderneming, waarbij succes na het betalen van de leges zeker nog niet gegarandeerd is. Dit bovenstaande in tegenstelling tot dakgebonden projecten waarbij het risico vele malen lager ligt.</p> <p>Zonder grond zijn grootschalig zonneparken niet mogelijk. De grondeigenaar moet belasting betalen over de hoogte van de inkomsten van de pacht of meerwaarde van de grond of bij verkoop over de totaal meerwaarde. Al deze belastingen zorgen ervoor dat de overheid ook inkomsten uit belasting krijgt en niet enkel uitgeeft via SDE-subsidies. Zou interessant zijn om hier eens een berekening van te zien?</p> <p>Vorbereidingskosten, zijn hoog, door nieuw regionaal beleid komen er additionele kosten bij ontwikkelaars neergelegd. Vroeger 60% succesrate, nu 50%. SDE+-neergang in de basisbedragen moet wel reëel zijn, omdat initiatieven veel langer duren en meer kosten met zich meebrengen. Dus graag niet zo snel het basisbedragen naar beneden. 5 à 6 % rendement op project is niet reëel, moet 8 a 10%.</p> <p>Wij vinden het onbegrijpelijk dat de kosten voor leges, kosten in de financiering van de projecten en ontwikkelkosten niet meegenomen worden. Deze vormen een fundamenteel onderdeel van de projectkosten en moeten wel degelijk worden betaald. Hoewel leges eenmalig zijn, bedragen deze gemiddeld 1-3% van de Capex.</p>	<p>Vorbereidingskosten worden niet meegenomen op basis van de uitgangspunten.</p> <p>Het vermeerderen van belastinginkomsten is geen doelstelling voor de SDE++.</p> <p>Het rendement hebben we herijkt en op grond van het algemene beeld uit de consultatie juist verlaagd.</p>
Zon-PV (operationele kosten)	Het PBL onderschat de operationele kosten van zonne-energieprojecten met 50%.	Voor een deel bepalen de uitgangspunten die EZK aan het PBL meegeeft de kostencomponenten die bij de bepaling van de basisbedragen meegenomen kunnen worden. Tevens zijn voor sommige kostencomponenten inschattingen gemaakt. De aangeleverde informatie is meegewogen.
Zon-PV (operationele kosten)	Er worden nu geen kosten meegenomen voor ontwikkeling (bijvoorbeeld voor leges, studies mbt de nieuwe netcode etc.). Zijn deze op een manier verwerkt in de berekening?	Het rendement op eigen vermogen moet toereikend zijn om deze te betalen, wat in de analyse is meegewogen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zon-PV (operationele kosten)	<p>Wij missen in de operationele kosten een aantal essentiële zaken, te weten I) pachtkosten (of andere vergoedingen/rendementen) voor grond, II) asset management en III) waterschapbelastingen. Deze kosten moeten weldegelijk gemaakt worden en dienen te worden meegewogen in een rendementsberekening. Daarnaast vinden wij het opvallend dat de gemiddelde OZB voor 2017 wordt meegenomen, terwijl er bij COELO recentere en hogere tarieven voor 2019 bekend zijn. Wij vinden het opvallend dat er voor wat betreft de OZB wordt gekozen om de mediaan van 2017 te hantieren.</p> <p>Ook kosten voor Asset management ontbreken terwijl deze wel degelijk aanwezig zijn. Het gaat hier gemiddeld om € [x]/MWp per jaar voor een park van 10 MW. Voor kleinere parken kunnen de kosten nog hoger uitvallen</p>	<p>Assetmanagement en decentrale belastingen zijn geactualiseerd in het eindadvies.</p> <p>Assetmanagement is meegenomen in de vaste O&M-kosten en in het eindadvies gespecificeerd op 1 €/kWp per jaar.</p>
Zon-PV (operationele kosten)	De gekozen operationele kosten zijn te laag voor een 10MW-project. Deze kosten zijn enkel haalbaar bij de grotere projecten (> 20 MW). Een deel van de kosten zijn maar beperkt afhankelijk van de omvang van een park. Hierdoor zijn de gemiddelde kosten voor een kleiner park hoger dan het voorgestelde gemiddelde.	De operationele kosten zijn geüpdatet in het eindadvies. Een 10MW-project is niet de referentie.
Zon-PV (operationele kosten)	De O&M-kosten van 5,5 €/kWp jaar is te laag (bij >1 MW). Voor netkosten O&M wordt het lage gereguleerde tarief gekozen terwijl de kosten voor aansluitingen >10 MVA veel hoger zijn. Daarnaast wordt ook geen kosten meegenomen voor land-/dakhuur, notariskosten opstalrecht, sociaal draagvlak en assetmanagement.	De O&M-kosten zijn verhoogd naar 6-8 €/kWp per jaar.
Zon-PV (operationele kosten)	Als OZB-tarief wordt de mediaan van 2017 genomen, terwijl de tabel laat zien dat alle variabelen (laagste, gemiddelde en hoogste waarneming alsmede de mediaan) in de periode van 2014 t/m 2017 zijn gestegen en volgens mij de verwachting is dat deze trend aanhoudt. Dat betekent over een periode van 15 jaar dat deze kosten structureel onderschat worden. We krijgen in toenemende mate geluiden uit achterban dat OZB-lasten sterk toenemen. De COELO gemiddeldes voor 2019 ook al gepresenteerd en het gemiddelde is gestegen naar 0,48%.	De OZB-kosten zijn verhoogd naar 2,1 tot 2,6 €/kWp.
Zon-PV (operationele kosten)	Het bevoegd gezag gaat steeds vaker uit van gebiedsbijdragen vanuit het zonnepark. Deze gebiedsbijdragen vormen kosten voor het ontwikkelen	Dit punt is meegegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	van zonneparken en horen daarom thuis in de berekening van het basisbedrag voor zonneparken.	
Zon-PV (operationele kosten)	We zien een trend dat verzekeringsmaatschappijen de premievoorwaarden aanscherpen en eisen stellen, zoals het installeren van beveiligingscamera's, die een kostenverhogend effect hebben. Met deze ontwikkeling moet rekening worden gehouden.	Beveiliging is onderdeel van investerings- en operationele kosten.
Zon-PV (parkeerterreinen)	Er is een maatschappelijke oproep Zon PV vooral te plaatsen binnen bebouwde kom en langs en aan infrastructuur. Een voor de hand liggende optie is het ontwikkelen van parkeerterreinen met zon-PV-overkappingen, of standaard toepassen van Zon PV in geluidsschermen. Om dit goed te faciliteren stellen wij voor de businesscase van dergelijke oplossingen te onderzoeken en eventuele consequenties voor basisbedrag en categorie-indeling te identificeren.	Hier wordt in een aparte paragraaf op ingegaan.
Zon-PV (participatie)	In de O&M-kosten worden geen kosten meegenomen voor landhuur, participatie, sociaal draagvlak, terwijl dit toch significante kosten zijn. Duurzaamheidsfondsen en gebiedsfondsen vragen 30.000 - 40.000 euro per jaar, terwijl het wettelijk verboden is. Als een ontwikkelaar het gaat aanvechten, dan is dat heel slecht voor zijn reputatie. Dit is sterk veranderd sinds vorig jaar.	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Zon-PV (realisatietermijn)	Peiljaar 2023 niet realistisch voor grondgebonden zonnepark. Doorlooptijd na SDE-toekenning is veel korter.	Het is aannemelijk dat projectontwikkelaars een project na SDE+-gunning graag zo snel mogelijk willen realiseren. Er zijn echter verschillende procedures die vertragend kunnen werken, met name de aanleg van een netwerkaansluiting. In het conceptadvies is uitgegaan van opdrachtverstrekking na 3 jaar. Een peilmoment voor opdrachtverstrekking na 2 jaar na subsidieverlening is ook te verantwoorden. De daling van de investeringskosten is echter beperkt. Om niet onnodig veranderingen te introduceren, houden we de genoemde realisatietermijnen in stand in ons advies.
Zon-PV (realisatietermijn)	Hoe wordt op basis van het latere peiljaar het risico ingeschat dat projecten niet worden gebouwd door speculatie op prijzen en mogelijkheden tot aansluiting?	Vanwege de grote diversiteit aan projecten kunnen we daar geen harde uitspraken over doen, te meer omdat de oorzaken onder niet-realiseren vaak niet eenduidig zijn.
Zon-PV (recycling)	Een ontbrekende recyclingbijdrage leidt tot fouten in de bepaling van het basisbedrag.	Er is te weinig informatie over de hoogte van de recyclingkosten. Een verwijderingsbijdrage lijkt op dit

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>Zonnepanelen (en overige elektronica) moeten aan het einde van de levensduur gerecycled worden. In de meeste gevallen is de importerende partij degene die de kosten van recycling moet betalen. De voorgestelde basisbedragen voor de SDE++ zijn gebaseerd op de PVxchange en houden dus géén rekening met een Nederlandse bijdrage voor afvalverwijdering in de aankoopfase van de zonnepanelen.</p> <p>Het ontbreken van deze kostenpost werkt de uitvoering van de AEEA-regeling tegen. Dit leidt tot een afvalberg waarbij niemand de recyclingkosten zal betalen. Ook werkt het de Inspectie Leefomgeving en Transport (ILT) tegen bij de handhaving van de wet. Dit terwijl de SDE+ in potentie de AEEA-regeling heel eenvoudig kan afdwingen. Een voorgestelde wijziging lijkt wettelijk goed inpasbaar en heeft nauwelijks nadelige gevolgen in de uitvoering van de SDE+.</p>	<p>moment niet structureel berekend te worden door leveranciers. De hoogte van recyclingkosten aan het einde van de levensduur zijn erg onzeker en de invloed op het basisbedrag zal beperkt zijn vanwege de verdiscontering.</p> <p>In het advies houden wij rekening met de wettelijke vereisten.</p> <p>Dit punt is verder meegegeven aan EZK.</p>
Zon-PV (recycling)	<p>Projecten waarbij de zonnepanelen zelf geïmporteerd worden moeten kosten maken om de recycling te regelen (AEEA-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 rider</i>-gedrag.</p> <p>We stellen voor om de (nu nog relatief lage) kosten voor recycling op te nemen in verzamelpost overige kosten.</p>	<p>In het advies houden wij rekening met de wettelijke vereisten.</p> <p>Dit punt is verder meegegeven aan EZK.</p>
Zon-PV (restwaarde)	<p>Wij zijn van mening dat financiers niet rekenen met een restwaarde alhoewel dit wel in het basisbedrag is verwerkt. Hierdoor is het basisbedrag in bepaalde gevallen te laag om projecten goed te kunnen financieren.</p>	<p>Er wordt niet met restwaarde gerekend (restwaarde is nul).</p>
Zon-PV (subsidieperiode)	<p>De subsidielooptijd van 15 jaar zien wij graag worden opgerekt naar 20 jaar. Als de zekerheid van 20 jaar SDE mee kan worden genomen in de financieringsaanvraag. Laat je daarbij de basisbedragen gelijk aan wanneer de looptijd 15 jaar zou zijn dan zijn de voorwaarden gunstiger terwijl het risico van verhoogde subsidie-uitgaven in de laatste 5 jaar beperkt is.</p>	<p>Binnen de kaders van de uitgangspunten is een langere looptijd dan 15 jaar niet mogelijk. Een langere looptijd zou trouwens wel moeten leiden tot een lager basisbedrag.</p>
Zon-PV (Sociaal draagvlak)	<p>Wat is de logica om kosten voor sociaal draagvlak en asset management niet mee te nemen? Dit zijn toch echt significante kosten die zonder uitleg buiten beschouwing worden gelaten, dit lijkt ons willekeurig.</p>	<p>Assessmanagement wordt naar aanleiding van de consultatie wel expliciet meegenomen.</p> <p>Sociaal draagvlak wordt door EZK duidelijk ge-</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
		zien als rendementsverdeling tussen projectontwikkelaar en omgeving.
Zon-PV (tweezijdige PV-modules)	<i>Bifacial</i> panelen: deze tweezijdige zonnepanelen zijn in opkomst maar nog ingewikkeld om te modelleren. Kunnen jullie aangeven hoe de verhoging wordt vastgesteld op projectbasis? Hoe ziet dit proces eruit en wat moet de ontwikkelaar hier zelf voor aanleveren?	Een van de mogelijke voordelen van <i>bifacial</i> is dat het beter is voor het bodemleven. Modelleren van deze techniek is niet eenvoudig, informatie over de meeropbrengst van <i>bifacial</i> panelen ten opzichte van main-stream panelen is welkom.
Zon-PV (vollasturen)	Het geschatte aantal vollasturen bij aanvang van een project ligt met 990 kWh/kWp boven wat gemiddeld in Nederland haalbaar is. Deze vollasturen zijn mogelijk in een klein deel van Nederland (langs de kust), maar daar buiten niet. Dit ook doordat bijvoorbeeld vanwege landschappelijke inpassing van de installatie vaak niet exact 180 graden zuid-opstelling haalbaar is. Verder zal in het oosten van Nederland vanwege de lagere zoninstraling het aantal vollasturen eerder op 850-930kWh/kWp uitkomen, dan de aangenomen 990kWh/kWp.	Dit punt is meegegeven aan EZK. Differentiatie naar zoninstraling zit niet in het advies.
Zon-PV (vollasturen)	Het werken met een standaard aantal vollasturen over heel Nederland roept vragen op. Het verschil in instraling tussen Den Helder of Vlissingen met het oosten van het land is ongeveer 10%. Ook wordt in toenemende mate niet-zuid georiënteerde daken ontwikkeld. Dit betekent inmiddels dat agrarische daken in het oosten van het land, en oost-west georiënteerd zijn, niet meer uitkunnen met de SDE+. We pleiten ervoor om de wenselijkheid en haalbaarheid te onderzoeken voor het differentiëren naar regio zoals dat ook met wind op land gedaan wordt of een andere vorm van oplossing zoals een flexibel systeem van vollasturen.	Het verfijnen van de benadering voor vollasturen zal nadelen introduceren. De variabiliteit van het windaanbod is bovendien groter dan die voor zoninstraling. De problematiek voor oost-westssystemen is bekend, we leiden de suggestie door naar EZK.
Zon-PV (watersystemen)	Wij zijn tevreden met het opnemen van een categorie voor zon PV op water (niet zonvolgend) en kijken uit naar de ontwikkelingen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Zon-PV (zonvolgend)	Het is onduidelijk wanneer een systeem precies als zonvolgend wordt geclassificeerd. Lagere MWp/ha kan optie zijn voor gevallen waar wel voldoende grond beschikbaar is, maar de netaansluiting de beperkende factor is. Idealiter staan gemeentes twee ontwerpopties toe, zodat korter voor de SDE+-indiening een besluit genomen kan worden.	Dit punt geven we mee aan EZK ter mogelijke uitwerking.

Zonthermie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Zonthermie (algemeen)	Voor systemen (>1 MW _{th}) die uitgelegd zijn op relatief lage temperaturen is	Het aantal vollasturen is verlaagd van 700 naar 600.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	het basisbedrag uitstekend. Voor systemen met een hoger temperatuurniveau, typisch systemen die gekoppeld zijn aan warmtenetten, lukt het echter niet om het beoogde aantal vollasturen te realiseren, waardoor niet het benodigde subsidiebedrag geclaimd kan worden.	
Zonthermie (algemeen)	Systemen onder de 200m ² komen momenteel in aanmerking voor de ISDE. Het is nog niet helemaal zeker of deze een vervolg krijgt voor de zakelijke zonthermiemarkt. Er is behoefte aan instrumentarium voor zonthermie per marktsegment.	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Zonthermie (categorïeën)	Een investering voor een laagtemperatuurzonnewarmte-installatie ligt niet altijd lager dan die van een hogetemperatuurzonnewarmte-installatie. In de toepassing voor proceswarmte is het systeem exact gelijk opgebouwd en zal bestaan uit zonnecollectoren, distributienet, pompgroepen, regeltechniek en een warmtewisselaar. Hier is dus geen verschil in systemen voor hoge en lage temperatuur. We pleiten voor een differentiatie van categorie op temperatuur of een andere wijze van aanpassen. Van belang hierbij is het verschil in vollasturen in relatie tot maximaal aantal subsidiabele kWh.	Gezien het beperkte aantal aanvragen voor zonthermiesystemen in de SDE++, zien wij geen basis om verdere differentiatie te adviseren.
Zonthermie (categorïeën)	De economische haalbaarheid (warmteopbrengst, LCOE, NPV en IRR) van grootschalige zonthermie als duurzame warmtebron voor hogetemperatuurwarmtenetten (e.g. 70-90 °C) is aanzienlijk minder dan voor lageretemperatuurwarmtenetten (e.g. 40-60 °C). Dit betekent in de praktijk dat zonthermieprojecten voor bestaande warmtenetten (oude generatie, hoge temperatuur) moeilijk of niet van de grond komen. Een verbetering van de subsidieregeling door bijvoorbeeld de looptijd te verlengen van 15 naar 20 jaar zal de kans op het realiseren van zonthermieprojecten voor hogeretemperatuurwarmtenetten aanzienlijk vergroten.	Verlenging van de looptijd is geen optie binnen de kaders van de uitgangspunten. Aanpassingen voor hogere temperaturen hebben we geanalyseerd, maar we blijven tot de conclusie komen dat laagtemperatuursystemen maatgevender zijn.
Zonthermie (investeringskosten)	Wij hebben vernomen dat de opgenomen investeringskosten een overschatting zijn. We dragen graag gegevens aan voor een meer actuele realistische inschatting.	Deze informatie is meegegeven in het eindadvies.
Zonthermie (opslagvat)	In dit advies wordt net als vorig jaar uitgegaan van het altijd aanwezig zijn van een opslagvat in combinatie met afgedekte zonnecollectoren. Dit is lang niet altijd nodig bij deze projecten, en levert dus te hoog basisbedrag op voor die projecten. Hierdoor komt de combinatie zonder opslagvat altijd ongunstig uit in de ranking. We geven graag voorbeelden van projecten waarbij de directe invoeding van warmte door collectoren plaatsvindt, op processen of op bronregeneratie. Wij pleiten ervoor	Dit punt is meegegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	de voorwaarde van een vat daarom te schrappen. Dezelfde gesprekken lopen voor de ISDE.	
Zonthermie (PVT)	Verondersteld wordt dat de PV-subsidie voldoende dekkend is voor de PVT-toepassing. De kosten voor PVT zullen echter altijd hoger zijn dan de kosten voor PV. Ook de opbrengst en CO ₂ -reductie zal hoger zijn dan de afzonderlijke technieken. Deze techniek is marktrijp en kan een grote rol gaan spelen bij de verduurzaming van warmte in de gebouwde omgeving. We pleiten daarom voor een aparte categorie voor PVT-techniek met een eigen CO ₂ kostenefficiency.	Aandachtspunten hierbij zijn: a) verschillende uitvoeringsvormen van het thermische gedeelte met een wijde range aan prijskentallen, b) in combinatie met warmtepompen zal op deze laatste component al subsidie verkregen kunnen worden, en c) als bron voor een warmtepomp geeft de PVT-collector al meerwaarde wegens het geruisloze bedrijven ervan.
Zonthermie (WKO)	<p>Wij zien 'Hoge' Temperatuur Opslag (HTO, 40-110°C) in ondergrondse aquifers (100-1500m) als een essentiële component om warmtevraag en -aanbod te balanceren. HTO vergroot de leveringszekerheid en resulteert in een betere algehele business case voor een duurzame warmtevoorziening van de bebouwde omgeving, industrie en glastuinbouw.</p> <p>Het lastig is om de (kostbare) voorstudies voor HTO-projecten te financieren en pleiten voor een SDE++-regeling om studies naar de haalbaarheid, concept selectie en detailontwerp van HTO te stimuleren.</p> <p>In de situatie waarbij WKO zonder koude vraag (warmteopslag in ondergrondse aquifers en pitstorage) een integraal onderdeel vormt van een systeem, pleiten wij bovendien voor het opnemen van de kosten en opbrengsten van WKO (zonder koudevraag) binnen de basisbedragen.</p>	Binnen SDE++ is er geen ruimte om studies naar haalbaarheid, conceptselectie en detailontwerp te ondersteunen.

B.4 Windenergie op land

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
<i>Systematiek en uitgangspunten</i>		
Winddifferentiatie	De extra windcategorie > 8,5 m/s: waarom is deze nodig? Is dit o.b.v. aantallen VLU bepaald?	Vanuit EZK is gevraagd naar de mogelijkheid van deze nieuwe windklasse. Er zijn gebieden in Nederland waarbij de windsnelheid boven de 8,5 m/s ligt en de onrendabele top van projecten in deze gebieden ligt lager dan projecten in gebieden met lagere windsnelheden. Zoals te zien is in de windkaart geleverd door RVO.nl, gaat het totaal om slechts een relatief klein gebied.
Windviewer	De windviewer is een mooi instrument. Het geeft ook de te verwachten windsnelheid op verschillende hoogtes. Nu wordt de wind op 100 meter als uitgangspunt genomen. Alle windturbines met een lager hart van de rotor hebben daarmee minder wind dan waarmee in de business case wordt gerekend. Een simpele aanpassing zou zijn om de rotorhoogte (hart van rotor/ashoogte) mee te nemen in het bepalen van de gemiddelde windsnelheid. Dat verbetert de verhoudingen voor middelgrote wind, die nu niet geplaatst worden doordat met de huidige SDE beperking de business case niet rendabel is. In tabel van regel 148 wijzigen/toevoegen: categorie V: van 6,5 tot 7 m/sec, categorie VI van 6,0 tot 6,5 m/sec, categorie VII van 5,5 tot 6 meter/sec en categorie VIII < 5,5m/sec.	De berekening van de basisbedragen zijn gebaseerd op de productie van een portfolio aan representatieve windturbines, waarbij een parkverlies van 13% wordt aangenomen voor de netto productie. De representatieve turbines worden gemodelleerd volgens bijhorende eigenschappen (ashoogte en rotordiameter). Dit betekent dat de berekende vollasturen specifiek zijn voor elke representatieve turbine, en dus niet op 100m zijn vastgesteld.
Algemeen	<i>Figuur 2-2: overzicht van windturbine-tiphoogtes in Nederland:</i> Is de projectie naar 2022 gebaseerd op de aanvragen van 2018? Zijn er ook projecties naar 2019, 2020 en 2021 vanuit aanvragen uit 2015, 216 en 2017 te maken?	De projectie naar 2022 is inderdaad gemaakt op basis van de aanvragen in 2018, waarbij RVO ook de turbinetype en ashoogte heeft aangeleverd. Voor de andere jaren is deze data niet digitaal beschikbaar.
Referentieproject	<i>Referentieproject ashoogte ten minste 100 m.:</i> We vragen ons af waar de hoge VLU vandaan komen als het referentieproject een ashoogte van 100 m. heeft.	Het referentieproject heeft niet een ashoogte van 100 meter; de windsnelheid op 100 meter is leidend voor het bepalen van de windklasse.
Referentieproject	<i>Referentie installatie 50 MW:</i> vanwege de RESsen is de verwachting dat windparken gemiddeld kleiner zullen zijn dan 50 MW. Wat is de werkelijke gemiddelde parkgrootte volgens RVO data van de beschikkingen van 2018?	De werkelijke parkgrootte varieert sterk. Veel voorkomend vorig jaar zijn grote projecten rond de 100 MW en kleine projecten rond de 20 MW.
Referentiepark	De grootte van het referentiepark draagt 50MW. Er is een trend zichtbaar naar gemiddeld kleinere parken in ons portfolio. Kan op basis van RVO-cijfers worden geëvalueerd of de referentiepark-grootte naar beneden dient te worden bijgesteld? Een deel van de	Wat RVO-data aantonen, is dat de spreiding in de grootte van windparken aanzienlijk is toegenomen. Hoewel er windparken zijn ontwikkeld onder de 50MW referentie-grootte, zijn er

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	kosten van een windpark is immers lineair gekoppeld aan de omvang, een deel van de investering is dit echter niet. Dit deel drukt zwaarder op de business case bij een project met kleinere omvang.	ook windparken die zes keer zo groot zijn. De gekozen 50MW is dus gekozen als een referentie grootte blijft voor windparken in SDE++2020.
<i>Investeringskosten</i>		
Grondkosten	<i>Grondprijs 10% lager:</i> naar 0,0026 €/kWh: dit is niet alleen een vergoeding voor de locatie en gedeelde inkomsten, maar ondertussen ook het nodige omgevingsmanagement bij het bouwen van een windpark.	De daling van de grondkosten is een uitgangspunt geformuleerd door EZK. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK. Bouwmanagement tijdens de constructie valt onder investeringskosten en worden meegenomen. Omgevingsmanagement tijdens de ontwikkeling van het park valt onder ontwikkelingskosten.
Grondkosten	De grondkosten benaderen de grens waarbij het gebied/de belanghebbenden niet meer bereid zijn op hun grond een windpark (laten) te bouwen	Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Grondkosten	De contracten waarin de grond- en hindervergoedingen zijn overeengekomen worden afgesloten een aantal jaren voordat de SDE++-aanvraag wordt ingediend. In sommige gevallen kunnen deze contracten dateren van begin 2017. Daarbij zijn marktconforme prijzen aangehouden zoals die op dat moment gehanteerd werden. Over 2 jaar gerekend vallen deze kosten ruim 20% hoger uit dan waar in het advies rekening mee is gehouden.	Grondkosten zijn een kostenpost, waarvan de kostendaling al enkele jaren geleden door EZK is aangekondigd. Het heeft daarmee een voorspelbaar traject en er had dus tevoren mee gehouden kunnen worden.
Omgevings-vergoedingen	Daarnaast zijn ook omgevingsvergoedingen overeengekomen welke door provincie en gemeente zijn opgelegd in het kader van het principeverzoek voor planologische medewerking. Deze afdrachten aan een leefbaarheids- en duurzaamheidsfonds zijn gezamenlijk minimaal € 10.000,- per gerealiseerde Megawatt per jaar	Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Grondkosten	Hoewel wij van mening zijn dat de grondkosten bij voorkeur zouden moeten afnemen merken wij dat de praktijk weerbarstig is en het adviesbedrag voor de grondvergoeding in toenemende mate afwijkt van de werkelijke marktprijzen. In de praktijk worden bedragen betaald in de orde van 3 tot 6 euro/MWh. Wel wordt een deel van deze grondkosten al gebruikt om ook de directe omgeving te vergoeden. Afname van grondvergoeding moet ons inziens derhalve gepaard gaan met het instellen en verhogen van een omgevings-/participatievergoeding. Dat laatste is een belangrijke succesfactor. Tot slot wordt tegenwoordig ca. 25% van een park ontwikkeld voor de gemeenschap (in de praktijk ook wel vertaald naar 'afroom-turbines'), waarvoor dus geen inkomsten door de ontwikkelaar worden ontvangen.	De afname in grondkosten is een uitgangspunt vanuit EZK. De reden waarom de grondkosten gereguleerd zijn, is om een verhitte markt te voorkomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Participatiekosten	<p><i>Participatiekosten (en andere gebiedsgebonden bijdragen) beschouwt EZK de facto als het laten meedelen in de netto-opbrengst van een windpark: dit gaat voorbij aan de proceskosten die een ontwikkelaar kwijt is. Het klimaat-akkoord en maatschappelijke ontwikkelingen eisen van ontwikkelaars dat er meer kosten worden gemaakt voor participatie in het proces, voor compensatie van de omgeving en voor het deelnemen in projecten (waarmee de facto de parkgrootte voor ontwikkelaars afneemt). Nu de overheid deze trend aanjaagt, dient er ook een participatievergoeding te worden opgenomen in een ordegrootte die recht doet aan de werkelijke kosten voor deze kostenpost.</i></p> <p>Samen met de verdere verlaging van de grondkosten, worden de marges zodanig klein dat de grens van rendabel kunnen ontwikkelen bereikt wordt.</p>	Dit is een uitgangspunt vanuit EZK. Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK.
Participatiekosten	<p><i>Participatiekosten (en andere gebiedsgebonden bijdragen) beschouwt EZK de facto als het laten meedelen in de netto-opbrengst van een windpark: dit gaat voorbij aan de kosten een windpark nog dient te maken voor participatie in het proces, ook na het moment van investeringsbeslissing. Deze bevatten o.a. de door de gemeente geëiste kosten voor het verkrijgen en behouden van draagvlak, voor compensatie van de omgeving en voor deelname in het project.</i></p> <p>Samen met de verlaging van de grondkosten, worden deze kosten niet of veel te laag ingeschat.</p>	De daling van de grondkosten en het niet meenemen van participatiekosten en gebiedskosten zijn uitgangspunten geformuleerd door EZK.
Participatiekosten	Het is niet terecht dat geen participatiekosten worden meegenomen. Aan participatie in proces en in het project worden steeds hogere eisen gesteld (omgevingswet, klimaat-akkoord, maatschappelijke trend) met stijgende kosten tot gevolg. Dat geldt ook voor natuurcompensatiekosten. De hogere eisen aan participatie enerzijds en het feit dat steeds minder makkelijke locaties beschikbaar zijn anderzijds zullen zorgen voor een verder stijgende trend. De omgeving zal immers naast de lasten ook lusten moeten worden geboden. Een bedrag ter hoogte van de huidige grondvergoeding wordt redelijk geacht.	Het valt buiten het bereik van het SDE++-advies om te kijken of andere beleidsinstrumenten kostenposten onder druk zetten. Het signaal dat andere beleidsinstrumenten de participatiekosten opdrijven, zal worden doorgegeven aan EZK.
Meerkosten	Kosten voor BOP nemen toe vanwege gestegen marktprijzen, met meer dan inflatie. Voor een optimaal project kan het adviestarief 320 euro/kW toereikend zijn, maar in de praktijk, bij niet-optimale omstandigheden nemen kosten toe. Een recente businesscase, waarin de vergunningverlener max 150 tiphoogte eist leidt tot hogere BOPkosten vanwege met name het lagere	De meerkosten zijn in het eindadvies verhoogd. Tevens is er een reguliere en hoogtebeperkte categorie geadviseerd.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	vermogen dat kan worden geïnstalleerd.	
Ontwikkelingskosten	Hoewel ontwikkelkosten geen deel uitmaken van de subsidiabele kosten in de SDE++-systematiek, is een feit dat de faalkosten van projecten hoog zijn en bovendien nog stijgen. Faalprojecten moeten worden bekostigd uit de projecten die slagen. Deze kosten gaan derhalve ten koste van het rendement.	In de SDE++ geldt een rendement op eigen vermogen van 12% om rekening te houden met de risico's en doorlooptijden van windparken. Dat is 1%-punt hoger dan voor andere technologieën.
Meerkosten - bouwmanagement	CAPEX kosten bestaan niet louter uit de kosten van turbine en BOP (E en C). Hierbij komen kosten voor bouwmanagement en post onvoorzien, die samen al gauw 10% bedragen. In recente projecten en business cases variëren deze bedragen tussen 120 en 200 euro/kW. Met afnemende turbine-CAPEX is deze post naar rato bovendien steeds belangrijker voor de business case.	De meerkosten zijn in het eindadvies verhoogd.
Investeringskosten	<i>Daling turbineprijzen naar 780 €/kW:</i> wordt dit per windcategorieklasse bepaald? Want windklasse 1-turbines zijn veel duurder en er worden windturbines geoptimaliseerd voor gebieden met minder wind, met een relatief grote rotor en kleine generator. Deze zijn duurder per geïnstalleerde kW en dit telt ook door in de funderingskosten. Daarnaast wordt een duidelijke afvlakking van de prijsdaling van afgelopen jaren gezien. Hoe is het PBL tot deze bedragen gekomen?	Er wordt geen referentieturbine gedefinieerd voor elke windklasse. Wel wordt er gekeken naar welke windturbine in het beschouwde portfolio waar zou kunnen worden toegepast in de bepaling van de basisbedragen.
Investeringskosten	<i>Meerkosten 1100-780= 320 €/kW:</i> deze kosten zijn hoger volgens ons. Er is juist sprake van een stijging ten opzichte van vorig jaar i.p.v. een daling, vanwege stijging grondstofprijzen en schaarste in human resources, in combinatie met een groot projectaanbod. Bovendien, met de optelling van de turbine en BOP wordt de CAPEX post projectmanagement & contingenties onterecht genegeerd, die zeker 10% van de kale (turbine + BOP)-CAPEX kan bedragen.	Projectmanagement valt onder de meerkosten. De meerkosten zijn in het eindadvies verhoogd.
Meegewogen kosten/ afdrachten aan decentrale overheden	De kosten voor de vereiste Omgevingsvergunning, de plankosten voor de tijdelijke ontheffing van het bestemmingsplan en andere (verplichte) vergunningen zijn niet opgenomen in de "meegewogen kosten", omdat deze onder de voorbereidingskosten zouden vallen. Gezien de hoge omvang van deze kosten in verhouding tot de te maken kosten bij lokale overheden zouden deze wel degelijk, en in ieder geval deels, moeten worden meegewogen.	In de SDE++ geldt een rendement op eigen vermogen van 12% om rekening te houden met de voorbereidingskosten van windparken.
Meerkosten	Er ontbreekt een kostenpost "algemene post bouwbegeleiding". Als er één aanbesteding is voor de windturbine (incl transport en installatie) en één aanbesteding voor de BOP met de volgende	Het constructiemanagement of bouwmanagement wordt meegenomen in de meerkosten. Verder worden kosten meegenomen die wij

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>categorieën: fundering (inclusief heipalen), elektrische infrastructuur (in het park), civiele infrastructuur, dan zitten de kosten voor constructiemanagement van de windturbineleverancier in de contractprijs. Constructiemanagement van de BOP-leverancier zit in de BOP-contract prijs. Echter, de opdrachtgever van het windpark heeft zelf ook nog aanzienlijke (lees miljoenen) constructiemanagementkosten die plaatsvinden tussen het investeringsbesluit en het overnemen van het windpark.</p> <p>Is landlease tijdens constructie meegenomen? Wellicht kan er een post overig worden opnemen en hierin kunnen bijvoorbeeld ook de volgende posten worden opgenomen: communicatiebudget (bijv website en opening windpark), kosten voor watercompensatie, vergunningskosten, monitoringskosten (bv. flora en fauna of natuurbescherming), notariskosten, SCADA, kosten voor gewasschade, beveiliging, luchtvaartverlichting, stilstandvoorziening voor trekvolgels en vlermuizen.</p> <p>Dit zijn allemaal kosten die gemaakt worden ná de investeringsbeslissing, dus géén onderdeel van de ontwikkelkosten, en zouden dus wel meegenomen moeten worden in de OT-berekening.</p>	wet verplicht zijn en generiek in Nederland voorkomen.
Meerkosten	Wat zijn de ontwikkelingen in extra investeringskosten buiten de turbinekosten? Zie BOP kosten: daar heeft een stijging plaats gevonden ten opzichte van 2019 in plaats van een daling.	De meerkosten zijn in het eindadvies verhoogd.
Meerkosten	<p>De vanuit ons oogpunt belangrijkste opmerkingen op het conceptadvies hebben betrekking op:</p> <ul style="list-style-type: none"> • de voorgestelde daling van de grondprijs waardoor de ondergrens wordt benaderd; • de extra kosten voor projectontwikkelaars in verband met participatie, wat het rekeninghouden met een 'participatievergoeding' rechtvaardigt; • het ontbreken van een aantal kostenposten die zouden moeten worden meegenomen bij de investeringsmeerkosten die (niet allen hierdoor) juist stijgen i.p.v. dalen. 	De meerkosten zijn in het eindadvies verhoogd. Verder is het signaal aan EZK doorgegeven.
Meerkosten	In het kostenoverzicht ontbreekt de kostengroep "bouwbegeleiding". Voor een windpark is deze kostenpost ingeschat op circa € [x]. Deze kosten zijn noodzakelijk voor toezicht en geleiding van de realisatie en inbedrijfstelling. Daarnaast is de aannahme dat er één aanbesteding is voor de windturbine (incl. transport en installatie) en één aanbesteding voor de BOP. Dit strookt echter niet met de praktijk. Het windpark maakt nog aanzienlijke kosten	<p>Het is bekend dat projecten kostenverhogingen kunnen ervaren in de periode tussen investeringsbesluit en het moment van exploitatie van het windpark. Evenzo sommige kosten in dezelfde periode dalen. Dit valt ons inziens onder ondernemersrisico.</p> <p>De in dit geval beschreven meerkosten die betrekking</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	tussen het moment van het investeringsbesluit (<i>financial close</i>) en het moment van exploitatie van het windpark. Hiervoor worden onder andere ingeschakeld een construction manager, WTG package manager, BOP package manager, business controller, HSE manager, site-manager, omgevingsmanager etc. Dit zijn allemaal kosten die géén onderdeel uitmaken van de ontwikkeling c.q. voorbereiding en dus zouden moeten worden meegevoerd in de berekening van de adviesbedragen.	op personeelskosten zijn wel onderdeel van de kostenverdeling.
Ontmantelingskosten	<i>Nettowaarde in jaar 21 is 5% van de initiële investeringskosten</i> : de ontmantelingskosten zouden gelijk gesteld moeten worden aan de restwaarde. M.n. de verwijdering van de netaansluiting kost veel.	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. In de kader van SDE wind, ontmantelingskosten vallen onder een conservatieve veronderstelling.
Ontmantelingskosten	De ontmantelingskosten bedragen in het geval van een windpark bijna 10% van de initiële investeringskosten. M.n. de verwijdering van de netaansluiting inclusief volledige bekabeling over vele kilometers lengte is zeer prijzig.	De informatie is betrokken bij de analyse.
<i>Wind op waterkeringen</i>		
Investeringskosten Wind op waterkeringen	<i>Investeringskosten bij Wind op Waterkeringen verlaagd van 1335 naar 1160 €/kWe</i> : waarom zijn de investeringskosten zoveel meer verlaagd dan bij de wind-op-landcategorie? Alleen al de BOP-kosten zijn veel hoger dan voor de reguliere categorieën. Welke referentiehoogte is gehanteerd voor Wind op Waterkeringen?	Er is inderdaad een typefout gemaakt in de investeringskosten van wind op waterkering: in het eindadvies is dit gecorrigeerd.
Investeringskosten Wind op waterkeringen	<i>Basisbedragen Wind op Waterkeringen</i> : deze zijn nog verder verlaagd dan de wind op land categorieën, gemiddeld 1,5 €/kWh. Ook het aantal vollasturen is nóg extremer verhoogd. Wat is hier de onderbouwing van, want die is niet in de tekst terug te vinden? Categorie en VLU 2019 -> categorie en VLU 2020 +verschil: I = 3500 -> II = 3850 +450 II = 3150 -> III = 3550 +400 III = 2770 -> IV = 3220 +450 IV = 2630 -> V = 2940 +310 V = 2430 -> VI = 2700 +270	Er is inderdaad een typefout gemaakt in de investeringskosten van wind op waterkering: in het eindadvies is dit gecorrigeerd. De vollasturen zijn hoger gesteld dan wind-op-landlocaties, omdat aangenomen wordt dat wind op waterkering meer vrij gelegen ligt.
Meerkosten Wind op waterkering	BOP-kosten voor wind op waterkeringen bedragen in een huidige bouwproject hogere kosten dan geschat, exclusief managementkosten. Onze	Er is inderdaad een typefout gemaakt in de investeringskosten van wind op waterkering: in het eindadvies is dit gecorrigeerd.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	schatting is dat BOP-kosten voor bouwen in dijken 150 euro/kW hoger zijn dan die reguliere projecten.	
Onderhoudskosten		
Onderhoudskosten	<i>Daling onderhoudskosten (van 0,0092 naar 0,0070 €/kWh)</i> is reëel ervan uitgaande dat hier nog een indexatie over wordt toegepast.	Dit wordt ter kennisgeving aangenomen. Inderdaad wordt indexatie toegepast van 1,5%/jaar.
Vollasturen	<p><i>Vollasturen omhoog:</i> Hoe komen jullie tot zulke hoge vollasturen?</p> <p>Er wordt schijnbaar gewerkt met een analyse waarbij 60% van de windturbines rendabel uit moet kunnen. Gaan jullie hierbij uit van de grootste windturbines die nu beschikbaar zijn? Wordt dit per windklasse bepaald? En zo ja, wordt dan ook de kostprijs van de windturbines per windcategorie bepaald?</p> <p>Categorie en VLU 2019 -> categorie en VLU 2020 +verschil: I = 3480 -> II = 3850 +370 II = 3120 -> III = 3500 +380 III = 2750 -> IV = 3170 +420 IV = 2600 -> V = 2880 +280 V = 2420 -> VI = 2650 +230</p>	De vollasturen voor de berekening van de basisbedragen zijn gebaseerd op de productie van een portfolio aan representatieve windturbines, waarbij een parkverlies van 13% wordt aangenomen voor de netto productie. Voor de SDE+ 2020 hebben we een aanpassing gemaakt vanwege de scheiding in een reguliere en hoogtebeperkte categorie, waardoor de stijging van de vollasturen wat hoger is dan verwacht kan worden vanuit de technologische ontwikkeling van turbines.
Vollasturen	<i>Een aanzienlijk groter aantal vollasturen bij nieuwe turbines:</i> Het hoge aantal vollasturen herkennen wij niet. Op basis van onze berekeningen komt het aantal vollasturen ten minste 300 uren lager uit.	Zie hierboven.
Vollasturen	Wij begrijpen niet waarom de vollasturen, zoals opgenomen in het OT-model, in één jaar zo drastisch zijn gestegen. Wij herkennen deze waarden niet. In de praktijk is zelden sprake is van optimale condities omdat verliezen optreden als gevolg van wake en van stilstandsvoorzieningen voor geluid, slagschaduw, vogeltrek en vleermuizen. In recente projectcases komen wij circa 10% lager uit dan de waarden in het conceptadvies. Welke bron/aannamen zijn gebruikt?	Hier is gekeken naar het turbinemodel, data van aanvragen en projectdata. De data van aanvragen laten nog veel hogere vollasturen zien dan gebruikt in de berekeningen. Omdat er prikkels zijn om bij de aanvraag de vollasturen wat optimistisch in te schatten, zijn wij in het advies juist nog lager gaan zitten.
Categorieën hoogtebeperkt		
Kostenefficiëntie	<i>Kostenefficiënte toepassing:</i> Wanneer is er sprake van een kostenefficiënte toepassing? Wanneer deze niet uitkomt boven Zon-PV-basisbedragen?	Kostenefficiëntie geldt binnen de wind-op-landcategorie. Voor de mogelijke introductie van een nieuwe, hoogtebeperkte categorie is er echter een vergelijking gemaakt met de basisbedragen van andere duurzame bronnen van elektriciteitsproductie, met de gedachte dat als windturbines niet zouden passen, er wellicht een andere bron toegepast zou kunnen worden. Zaken als technologie-ontwikkelingsondersteuning worden dan echter niet beschouwd; het basis-

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
		bedrag is slechts een beperkte maat voor vergelijking.
Kostenefficiëntie	Het gaat om wat wordt meegewogen in het beleid en in de restricties en hoe de term kosteneffectief gedefinieerd wordt. Voor mij is kosteneffectief als de voorgestelde windoplossing concurrerend is ten opzichte van andere mogelijke duurzame energie-oplossingen zoals zon. Dit rapport geeft de indruk dat de efficiency van kleine(re) windturbines wordt beoordeeld ten opzichte van grote windturbines. In het eerste vergelijk is middelgrote wind kostenefficiënt, maar ten opzichte van grote windturbines niet.	Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogbeperkte Categorie Wind op Land'.
Definitie hoogtebeperkt	Hier wordt de hoogtebeperkt door landelijk beleid heel beperkt gedefinieerd. Er zijn minstens twee beleidsterreinen met een groot effect op de maximale tiphoogte die hier buiten beschouwing blijven: <ul style="list-style-type: none"> • Landschapskwaliteit, zoals verankerd in nationale, provinciale en gemeentelijke omgevingvisies. Het beleid is er duidelijk op gericht om richting te geven aan de verhouding tussen landschapskwaliteit en o.a. opwek duurzame energie. • Risico-zonering, zoals is vastgelegd in bijlage E van het handboek risico-zonering. Veel parameters die de omvang van de risico-zone bepalen zijn gerelateerd aan mast of tiphoogte. Gemeenten geven bijvoorbeeld aan middelgrote windturbines met een beperkte risico-contour wel te willen toestaan op bedrijventerreinen, maar turbines van 200 meter niet. <p>Vraag is tweemaal: Is deze interpretatie van het begrip externe veiligheid niet te eng? Neem bijvoorbeeld buisleidingen, waar sprake is van een contour van ashoogte + halve rotorhoogte (dus tiphoogte), dit beïnvloedt direct de plaatsbaarheid van windturbines op bijvoorbeeld bedrijventerreinen, maar ontbreekt in de analyse in hoofdstuk 6.</p>	Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogbeperkte Categorie Wind op Land'.
Hoogtebeperking door defensieradar	Bij een windpark wordt getroffen door een hoogtebeperking als gevolg van de defensieradar. Daardoor is het niet mogelijk op de gewenste hoogte te bouwen. Mede daardoor zal het mogelijke aantal volmasturen nog verder beperkt worden.	Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogbeperkte Categorie Wind op Land'. Hierin is een advies opgenomen over de toepassing van een hoogtebeperkte categorie voor wind op land.
Hoogtegrens	<i>Hoogtebeperking tot 150 m. tiphoogte:</i> dit lijkt ons de juiste bovengrens gezien de soort beperkingen. Wat is de basis voor de berekeningen geweest?	Er is gekeken naar welke objectieve grens er volgt uit nationale wet- en regelgeving, waarbij in acht wordt genomen wat een relevante tiphoogtebeperking zou zijn.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>Kantekening hierbij is dat bij de afspraken over de RESsen in het Klimaat Akkoord en de verdere uitwerking NIET is gekozen voor een vorm van financiële verantwoordelijkheid voor de bevoegde gezagen die de beslissingen nemen over de inpassing van Wind op Land. Een voorstel hiertoe van NWEA en NVDE is zowel door EZK als IPO en VNG afgewezen. Jammer, omdat dit voorstel ook voorzag in een eerlijker verdeling van lusten en lasten tussen regio's met een vorm van uitruil tussen opgave en kosten.</p>	
Vollasturen	<p><i>Vollasturen Hoogtebeperkingscategorie:</i> Ook voor de hoogtebeperkingscategorie zijn de aangenomen vollasturen voor de referentie installaties per windcategorie extreem hoog, zelfs hoger dan de reguliere Wind op Land categorieën van 2019. Hoe kan dit? Ter vergelijking: Categorie en VLU 2019 -> Categorie en VLU hoogtebeperkt 2020: I = 3480 -> II = 3360 II = 3120 -> III = 3030 III = 2750 -> IV = 2820 IV = 2600 -> V = 2600 V = 2420 -> VI = 2400</p> <p>Met welke ashoogtes is gerekend? Want er is al een flink verschil tussen de vollasturen van een turbine met tiphoogte 150 en tiphoogte 140. Zo'n verschil van 10 meter maakt al veel uit op deze lagere hoogten. Welke turbines zijn gebruikt voor deze berekening?</p>	Voor de berekening zijn windturbines gebruikt met een tiphoogte van maximaal 150 meter.
Externe Veiligheid	<p><i>Externe veiligheid dat niet expliciet leidt tot hoogtebeperking, wordt niet meegenomen in de inventarisatie:</i> Op locaties waar vanwege de risicozoneringen geen grote windturbine past, en er ook niet geschoven kan worden zodat deze toch past, dan past een minder hoge windturbine vaak wel en is een kostenefficiëntere oplossing dan andere opties. Dit geldt ook voor impliciete hoogtebeperkingen door de landelijke wet- en regelgeving voor geluid en (in mindere mate) slagschaduw. Dit betreft potentieel veel locaties.</p>	Externe veiligheid kan inderdaad leiden tot een hoogtebeperking op een locatie, maar het geeft geen eenduidige en generieke grens. In de notitie Hoogtebeperkt SDE++2020 is deze opmerking meegenomen en de aanpak verhelderd.
Fabrikanten	<p><i>Hier wordt aangegeven dat de hoogtebeperking van 75 m. tiphoogte niet wordt meegenomen om nichewerking te voorkomen.</i> Dit is een ongewenste cirkelredenering, want er zijn relatief zo weinig aanbieders in dit segment, omdat de businesscase zo beroerd is. Er zijn nieuwe prototypes die nu niet uitkunnen met de huidige SDE en daarom (nog) niet uitgerold kunnen worden. Tevens, wanneer acht het PBL het aantal aanbieders "te weinig"? <i>Er zijn meerdere aanbieders van turbines met een rotordiameter rond de 45-60</i></p>	<p>Deze kleinere categorie wordt bij de meeste windturbinefabrikanten nu uit het portfolio gehaald.</p> <p>Als de grens te laag ligt ten opzichte van de turbines in de huidige windturbine-markt, zouden er dus turbines niet in de hoogtebeperkte categorie vallen die echter wel relatief laag zijn ten opzichte van de meest gekozen windturbines en daardoor niet uit</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<i>meter. Daarbij zijn er een aantal fabrikanten die slechts uit voorraad leveren.</i>	zouden kunnen met het reguliere basisbedrag.
Uitgangspunten	<p>Het PBL heeft een beperkter onderzoek uitgevoerd dan op basis van de uitgangspunten als gedefinieerd in de motie Nr. 291, zou hebben moeten plaatsvinden. Op basis van de motie:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. zou het PBL hebben moeten onderzoeken hoeveel locaties geschikt zouden zijn voor kleinere windturbines die niet geschikt zijn voor grote windturbines; 2. Vervolgens zou het PBL dan hebben moeten onderzoeken welke subsidie nodig zou zijn om een economisch verantwoorde exploitatie van die kleinere windturbines op die locaties mogelijk te maken; en <p>Dat zou dan weer hebben moeten leiden tot het vaststellen van een categorie kleinere windturbines die niet in staat is om op basis van de benodigde subsidie het beter te doen dan andere vormen van duurzame energie (windturbines met een te lage ashoogte of te kleine rotordiameter waardoor zij niet in staat zijn om die concurrentie aan te gaan) en een categorie windturbines die het wel beter kan doen dan andere vormen van duurzame energie (niet zijnde grote windmolens).</p>	<p>In de onderzoeksvraag van het Ministerie van EZK aan het PBL is gevraagd te kijken naar een categorie voor kleinere windturbines die door landelijk beleid beperkt zijn in hoogte, waarbij de afbakening objectief moet zijn. In de notitie 'hoogtebeperkte categorie wind op land' wordt objectief geïnterpreteerd als eenduidig te bepalen en generiek toe te passen.</p> <p>De onderzoeksvraag behelst niet een geografische inventarisatie van de locaties waar grote windturbines niet geschikt zouden zijn.</p>
Uitgangspunten	<p>Het PBL heeft alleen expliciet hoogtebeperkingen onderzocht en niet "waar door landelijk beleid restricties gelden" zoals bepaald is in de motie.</p> <p>EZK heeft het PBL kennelijk geïnstrueerd om eisen van externe veiligheid die niet expliciet leiden tot hoogtebeperkingen, niet mee te nemen in de inventarisatie (p. 19 van het rapport). Het PBL vraagt wel om feedback ten aanzien van ander hoogtebeperkingen (zie p. 28 van het rapport) maar lijkt daarmee niet op dit externe veiligheidsaspect te doelen.</p> <p>Deze restrictieve uitleg van de motie is onbegrijpelijk omdat omdat de voornaamste externe belemmeringen bij het plaatsen van windturbines voortkomen uit de (veiligheids)eisen in het Activiteitenbesluit Milieubeheer zoals verder uitgewerkt in het handboek Risicozonering Windturbines. Dit is nationale wet- en regelgeving. Het Activiteitenbesluit geeft geen expliciete hoogtebeperkingen maar toepassing ervan leidt kort gezegd tot de conclusie: kleinere windturbines vormen een lager plaatsgebonden risico. Oftewel – op locaties waar een grote windturbine niet past, zou een kleinere windturbine mogelijk wel passen.</p> <p>Daarnaast zijn twee andere wezenlijke beperkingen uit hoofde van nationale</p>	<p>Externe Veiligheid is in eerste instantie inderdaad niet meegenomen in de onderzoeksvraag. Naar aanleiding van de consultatie is deze toegevoegd.</p> <p>In de notitie 'hoogtebeperkte categorie wind op land' worden de onderwerpen externe veiligheid, geluid en slagschaduw op twee manieren nu wel meegenomen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. in de inventarisatie worden conclusies getrokken omtrent de mogelijkheid voor objectieve hoogtebeperkingen vanuit landelijke wet- en regelgeving; 2. in de conclusies wordt geadviseerd hoe vanuit deze drie onderwerpen een toelating tot een hoogtebeperkte categorie zou kunnen worden toegestaan.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	wet- en regelgeving van toepassing op het plaatsen van windturbines die ook niet expliciet, maar wel impliciet, leiden tot hoogtebeperkingen. Dat zijn de eisen die uit hoofde van het Activiteitenbesluit Milieubeheer en de Activiteitenregeling Milieubeheer gelden met betrekking tot het geluid en de slagschaduw die windturbines veroorzaken. Ook hier geldt dat dat kleinere turbines minder geluid en slagschaduw veroorzaken dan grotere windturbines en er dus met kleinere windturbines locaties ontsloten kunnen worden die nu niet gebruikt kunnen worden voor windenergie.	
Uitgangspunten	Het PBL gaat er thans van uit dat kleinere windturbines, windturbines zijn met een tiphoogte lager dan 150 meter. Dat is echter niet de categorie windturbines waar de motie geacht moet worden betrekking op te hebben. De motie heeft betrekking op windturbines met een ashoogte van 40 tot 60 meter en een tiphoogte van 65 meter tot 85 meter, de categorie waarvoor het PBL in 2017 een tariefadvies heeft gegeven n.a.v. de Motie Vos. Juist over die categorie zegt het PBL nu in van het rapport dat die uitgefaseerd zullen worden omdat deze niet competitief zijn met grotere turbines. Dit is een onbegrijpelijke redenering omdat dit nu juist de kern van de motie was. Die kleinere windturbines kunnen immers wel competitief zijn met andere vormen van duurzame energie. Dit uitgangspunt leidt er ook toe dat het PBL niet heeft onderzocht welke categorie kleinere windturbines het beter kan doen, lees: minder SDE++ subsidie nodig heeft, dan andere vormen van duurzame energie. Het PBL heeft nu alleen geadviseerd over de SDE++ tarieven voor grote en nog grotere windturbines.	In het dictum van de motie en in de onderzoeksvraag van EZK wordt gevraagd te kijken naar de hoogtebeperkingen die vanuit landelijke wet- en regelgeving gelden; er wordt niet een bepaalde ashoogte genoemd. In de notitie ECN-N-17-011 is uitgezocht wat toenmalig de opslag was voor kleinere windturbine met een ashoogte van 40 tot 80 meter. Hierbij is geconcludeerd dat de opslag 1 tot 3,5 cts/kWh was. Deze categorie zal dus inderdaad, afhankelijk van de windklasse en ashoogte, een lager basisbedrag benodigen dan andere vormen van duurzame elektriciteitsproductie.
Wet- en regelgeving	In regel 74/75 en 76 is er sprake van een onderzoek naar een aparte categorie voor kleine windmolens . Dit komt later nog een keer terug. Maar hierbij is door u steeds genoemd dat het onderzoek zich richt op landelijke restricties. Echter veel restricties ontstaan door provinciaal en gemeentelijk beleid zeker als het dorps- en buurtmolens betreft. Daarmee worden deze categorie molens op dubbele wijze belemmert in ontwikkeling.	Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogtebeperkte Categorie Wind op Land' Hierin is een advies opgenomen over de toepassing van een hoogtebeperkte categorie voor wind op land.
Tiphoogtes	Uw conclusie dat de ashoogte en tiphoogte gemiddeld stijgen is op zich juist maar de conclusie dat dan ook de SDE+ beter gebaseerd kan worden op een grotere hoogte is een geval van kip of het ei (oorzaak of gevolg). Zowel de lagere overheden als de landelijke overheid richt haar aandacht steeds meer op de grotere projecten omdat kleinere projecten veelal ontstaan uit	Het signaal zal worden doorgegeven aan EZK. Dit onderwerp wordt specifiek behandeld in hoofdstuk 3 van de 'Notitie Hoogtebeperkte Categorie Wind op Land' Hierin is een advies opgenomen over de toepassing

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>plaatselijke cooperaties etc. en deze wijze van werken voor overheden niet voldoende bekend zijn. Grote projecten vragen daarmee minder tijd is het gevoel en geven dus op korte termijn sneller succes.</p> <p>De regelgeving zowel als de subsidiering worden steeds meer gericht op de grote projecten. De stimulering van kleine (vooral plaatselijke initiatieven) komen daarmee meer en meer in de knoei. Dit ook al omdat het ogenschijnlijk meer oplevert tegen minder moeite en kosten. Uw constatering is voor windmolens op land dat er steeds grotere molens en projecten komen en dus richt u zich bij de uitgangspunten steeds meer op grotere molens en projecten. Daarmee worden de kleintjes nog eens extra benadeeld. Echter wordt in de besprekingen over de klimaatdoelen regelmatig geconstateerd dat die kleine zeker ook nodig zijn om het totale plaatje rond te krijgen. Het doel van de SDE is stimuleren van duurzame energie en niet het kiezen van de eenvoudigste weg en die vervolgens gebruiken als reden om de richting van groot groter grootst te kiezen en de kansen voor kleine projecten te verkleinen. Uw conclusie in regel 187 dat kleinschalige turbines blijven bestaan is met deze door u ingeslagen weg slechts tijdelijk.</p>	van een hoogtebeperkte categorie voor wind op land.
Investeringskosten	Uitgaande van een differentiatie in de grootte van de turbines en de projecten is de prijs per KW van 780 euro zeker niet haalbaar voor buurtmolens en dorpsmolens. De beoogde nieuwe molen die wij willen realiseren zit eerder tegen de 1000 euro. Omdat juist de kleine projecten een veelal duidelijk andere kostenopbouw hebben gebaseerd op andere werkwijze met bijvoorbeeld meer eigen inbreng zou het verschil niet geheel in de SDE behoeven te worden gecompenseerd maar enige tegemoetkoming zou beter zijn.	Het signaal van de noodzaak van een aanpassing in de referentiegrootte voor een hoogtebeperkt windpark zal worden doorgegeven aan EZK.
Referentiepark	De door u gekozen gemiddelde parkgrootte van 50 MW doet helaas geen recht aan de initiatieven zoals de onze met een dorpsmolen die toch wel degelijk hun bijdrage leveren aan de energietransitie maar dat doen met bijvoorbeeld 1 megawatt. Zoals reeds eerder pleiten wij voor een categorie kleine initiatieven van bijvoorbeeld 2 Megawatt max. De basisbedragen zoals genoemd in tabel 5-1 voor 2020 zijn vrijwel gelijk aan de te verwachten stroomprijs in 2020 en zijn op geen enkele wijze een stimulans om het risico van een investering voor vooral kleine projecten aan te gaan. Daarmee wordt de keus gemaakt voor het alleen bevorderen van grote projecten en valt	Het signaal van de noodzaak van een aanpassing in de referentiegrootte voor een hoogtebeperkt windpark zal worden doorgegeven aan EZK.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	directe participatie van onder op helaas weg.	
Draagvlak en hoogtebeperkt	<p>De motie zoals genoemd in bijlage A geeft nadrukkelijk aan het draagvlak en de bevordering van particuliere participatie in projecten zoals de "buurtmolen" belangrijk is en gekeken moet worden of de rendabele top van een kleinere windmolen ook in aanmerking kan komen voor de subsidie duurzame energie, ook al omdat deze qua kosteneffectiviteit beter doen dan andere vormen van hernieuwbare energie. Men vraagt om een onderzoek naar aparte categorie. Helaas is gekozen voor begrensd onderzoek door alleen beperkingen door landelijk beleid te noemen. Zoals u wellicht weet is het aantal beperkingen door landelijk beleid erg klein. Het zijn vooral de provinciale overheden en soms gemeenten die buurtmolens de voet dwars zetten. Onder druk van de landelijke discussie over het halen van de doelen voor de energietransitie zijn juist deze overheden aan het schuiven richting de initiatieven van onderop. Nu dreigt de verlaging van de SDE-tarieven de bottleneck te worden. Het onderzoek is echter nog meer beperkt door alleen te kijken naar hoogtebeperkingen door luchtverkeer etc. Daarmee is in feite het doel van de motie volledig uit het zicht verdwenen en dreigen buurtmolens een onmogelijkheid te worden. De in regel 411 en 412 genoemde kostenefficiëntie is alleen vergeleken met windparken en niet met andere vormen van hernieuwbare energie zoals in de motie gevraagd.</p>	<p>Ongewenst restrictief gemeentelijk of provinciaal beleid dient niet ondersteund te worden met de SDE++, zoals ook eerder is opgemerkt in de Notitie kleinschalige windturbines.</p> <p>Er is voor de kostenefficiëntie een vergelijking gemaakt met andere bronnen van duurzame elektriciteitsopwekking verder de 'Notitie Hoogtebeperkte Categorie Wind op Land', waarin deze vergelijking is weergegeven en geconcludeerd wordt dat een hoogtebeperkte categorie aangemerkt wordt als kostenefficiënt t.o.v. andere bronnen.</p>
Nationaal beleid	<p>Er is besloten om alleen te kijken naar subsidiering voor kleinere molens die een hoogerrestrictie kennen door landelijk beleid. In de praktijk, om acceptatie en draagvlak te borgen, wordt soms lokaal gekozen voor een kleinere molen (in de meeste gevallen < 150 m tiphoogte in verband met obstakelverlichting).</p> <p>In de regionale energiestrategieën zal straks ook besloten moeten worden over molens/zon en welke max. hoogte er voor molens wordt gesteld. Keuzevrijheid is van belang voor draagvlak/acceptatie. Indien de eerste voorkeur een kleine molen is, maar dit financieel onmogelijk blijkt kan de keuze in tweede instantie op zon vallen, die mogelijk wel rendabel is. Uiteindelijk kost dit voor dezelfde opwek wel meer SDE-subsidie en is daarmee minder kostenefficiënt. Voorstel om daarom geen onderscheid te maken tussen kleine molens op basis van wel/geen nationaal beleid.</p>	<p>Er is in de adviesvraag van EZK specifiek gevraagd naar hoogtebeperkingen vanuit nationale wet- en regelgeving. In de 'Notitie Hoogtebeperkte categorie Wind op Land' is ook wet- en regelgeving toegevoegd buiten de luchtvaart, met een suggestie hoe dit toe te passen is in een hoogtebeperkte categorie.</p> <p>Het signaal dat de focus op kostenefficiëntie binnen wind op land niet leidt tot kostenefficiëntie binnen de SDE++ in het algemeen zal worden doorgegeven aan het Ministerie van EZK.</p>
Ondergrens hoogtebeperking	De praktijk leert dat 'hoogtebeperkte molens' niet slechts tot 150m zijn beperkt, maar ook tot lager. Met de SDE	Het signaal dat de focus op kostenefficiëntie binnen wind op land niet leidt tot

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>2019 lukt het niet om deze projecten rond te krijgen. De voorgestelde 'hoogtebeperkte SDE' in het PBL-advies is lager dan die van 2019, waardoor dit dus waarschijnlijk ook niet zal lukken. Advies om dit in het advies mee te nemen en waar nodig aanpassingen te maken.</p> <p>Praktijkervaring leert dat problematiek met defensieradar niet altijd is op te lossen. Een oplossing kan dan zijn om onder de radar toetshoogte (113m) te bouwen. Deze problematiek doet zich voor bij 7 turbines in een project langs het Schelde Rijnkanaal in de gemeente Reimerswaal (max 16,1 MW).</p>	<p>kostenefficiëntie binnen de SDE++ in het algemeen zal worden doorgegeven aan het Ministerie van EZK.</p>
Hoogtebeperkt	<p>Wij begrijpen niet dat, nu er een splitsing is gemaakt tussen wel- en niet hoogtebeperkte projecten, beide categorieën een daling van het adviesbedrag laten zien. Logisch zou zijn dat als gevolg van de uitsplitsing de hoogtebeperkte categorie juist een stijgend adviesbedrag zou krijgen. Dit zou ook in lijn zijn met een actuele businesscase waarbij een op 150m begrensde tiphoogte tot een CAPEX leidt van 1.400 euro/kW.</p>	<p>Voor beide categorieën is een kostendaling ingeschat voor de SDE++ 2020 ten opzichte van 2019.</p>
<i>Financiering</i>		
Langetermijnelektriciteitsprijs	<p><i>Bodemprijsdefinitie:</i> In de Tweede kamerbrief van 26 april 2019 (DGKE-E / 19056551) wordt op pagina 8 de bodemprijs uitgelegd als "twee derde van de lange termijnprijs". Dus niet als de energieprijs, welke omschrijving is correct?</p>	<p>De bodemprijs wordt voor windenergie wordt tweede van de langetermijnprijs van elektriciteit. Voor SDE++2020 gebruiken we de elektriciteitsprijzen uit de KEV 2019.</p>
Rendement op eigen vermogen	<p><i>ROE 15%:</i> Inspreker verzoekt het PBL uit te rekenen of alle kosten die uit de ROE moeten worden vergoed wel uit kunnen en welke werkelijke ROE er dan volgens het PBL overblijft voor de ontwikkelaar.</p>	<p>Het PBL heeft de waterval van de inspreker ontvangen. Dit verzoek zal worden doorgegeven aan het Ministerie van EZK.</p>
Garanties van Oorsprong	<p><i>GvO's:</i> Nog steeds geen referentieprijs te maken omdat er is nog geen betrouwbare prijsvorming is. De markt is ondoorzichtig, opportunistisch en gequote prijzen representeren slechts een fractie van totale volume. GvO's zijn geen commodity.</p>	<p>GvO's vormen een reële waarde, de genoemde argumenten zijn daarbij een complicatie, maar geen belemmering om de waarde te verrekenen.</p>
Garanties van Oorsprong	<p>Hoewel GvO's onmiskenbaar waarde hebben gekregen, is het objectief bepalen van de waarde van GvO's niet mogelijk. Er is geen betrouwbare prijsvorming. De markt is ondoorzichtig, opportunistisch en gequote prijzen representeren slechts een fractie van totale volume. GvO's zijn geen commodity. Om die reden is innogy van mening dat GvO's buiten de correctie zouden moeten blijven.</p>	<p>GvO's vormen een reële waarde, de genoemde argumenten zijn daarbij een complicatie, maar geen belemmering om de waarde te verrekenen.</p>
<i>Overig</i>		
Ashoogte differentiatie	<p><i>In Duitsland is ook differentiatie naar ashoogte. Moeten we dat in NL ook willen?</i> : Nee, omdat in de toekenning hier al rekening mee wordt gehouden via de windviewer. Wanneer je dit ook doet in het OT-model, dan verklein je</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	de turbinekeuze per categorie aanzienlijk. Daarbij varieert in Nederland van kust naar binnenland het verschil in windsnelheid per hoogte sterk, vanwege ruwheidsverschillen. Bovendien is in Duitsland deze differentiatie ook al verledentijd.	

B.5 Geothermie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Basisbedrag	Kan het PBL toelichten hoe het basisbedrag voor de SDE++ voor geothermie wordt vastgesteld? De huidige daling van het basisbedrag (15-20% ten opzichte 2018) voor Diepe Geothermie lijkt gedreven te zijn door met name verwachte efficiëntere projecten (in plaats van enkel op gerealiseerde projecten). Kan het PBL dat bevestigen en toelichten waar deze efficiëntieverbeteringen zijn opgetreden? En geldt deze daling niet alleen voor >20 MW projecten maar ook voor <20 MW projecten? Gaat het PBL voor het bepalen van de benchmarkkosten in deze categorie uit van enkele doubletten? Zijn de gebruikte data beschikbaar voor de sector zoals die ook van de SDE+ 2019 beschikbaar gemaakt zijn?	Ter informatie: het basisbedrag wordt bepaald op basis van projectdata t/m 2018. Recente projectdata laten grotere aangevraagde vermogens zien, en een lagere specifieke CAPEX.
Kosten	Wij verwachten dat de CAPEX-kosten op de korte termijn ten behoeve van de verbetering van de putintegriteit wel met <i>15-30% kunnen toenemen</i> als gevolg van een putontwerp met dubbele verbuizing, selectie van hoogwaardiger materiaal en de inbouw van integriteitsmonitoring. Tegelijkertijd verwachten wij dat op lange termijn deze CAPEX-kosten kunnen dalen door schaalvergroting en efficiëntieslagen. Hoe neemt het PBL deze verwachte kostenstijging op korte termijn mee? Hoe kijkt het PBL in deze context tegen het de voorgestelde verlagen van de SDE aan? Is de verwachting dat de verlaging van de SDE de opschaling en kostenreductie op lange termijn eventueel kan vertragen?	Dubbele verbuizing: Op basis van de huidige projecten is dubbele verbuizing niet in beeld. Indien dit een in 2020 te verwachte harde (veiligheids)eis wordt van SoDM, stellen wij voor dat EZK beoordeelt op welke manier met deze kosten rekening gehouden dient te worden voor het bepalen van het basisbedrag SDE++ 2020.
Restwaarde	Kan het PBL toelichten of eventuele <i>abandonneringskosten</i> zijn meegenomen in de SDE? Hoe ziet het PBL het meenemen van de vergoeding van deze kosten, de opbouw van een eventuele voorziening hiervoor en de bijbehorende fiscale implicaties in de SDE?	Abandonneringskosten en restwaarde: Abandonneringskosten zitten nu niet het basisbedragen. In het eindadvies laten wij restwaarde en abandonneringskosten tegenover elkaar wegvallen in de berekening van het basisbedragen.
Restwaarde	Kan het PBL toelichten hoe <i>Restwaarde</i> is meegenomen in het basisbedrag en hoe deze restwaarde bepaald is? Wij zien na de SDE periode geen waarde aangezien in de meeste projecten de marginale kosten hoger zijn dan de marginale baten zonder subsidie.	Restwaarde is de economische waarde van een project direct na afloop van de subsidieperiode. Het verdienvermogen en de ontmantelingskosten vormen daarbij belangrijke componenten.
Financiering	Kan het PBL toelichten hoe de financieringsaannames aansluiten bij het risicoprofiel van geothermie, specifiek als we kijken naar de ondergrondrisico's?	Geothermie klassificeren wij als hoogrisicoprojecten.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Rente	Hoe kijkt het PBL aan tegen het uitvoeren van een markt-onderzoek naar de <i>rentekosten specifiek voor Geothermie-projecten (risico bij lenen alleen aan de SPV)?</i> De vreemdvermogen rente (2,5%) is gelijk aan Wind waar het risico beduidend lager is en de sector zeer goed ontwikkeld is, zeker in West- Europa. Op basis van enkele recente data uit de markt lijkt de huidige rente voor Geothermie ten minste 1% te laag te zijn.	Binnen het kader van de adviesvraag modelleren we per categorie de financieringsparameters na marktconsultatie.
Risico's	Er staat beschreven dat het verwachte rendement (WACC) bij Geothermie 5,8% is; ook bij UDG terwijl de kans op succes beduidend veel lager is dan bij (on)diepe Geothermie. In hoeverre is het <i>risico op het niet halen van een levensvatbare business case</i> bij Geothermie, en specifiek bij UDG, meegenomen? Is er een voorkeur om dit risico in de kasstromen of in het verwachte rendement mee te nemen? Hoe kijkt het PBL aan tegen het verder ontwikkelen van de RNES verzekering als een manier om dit risico door middel van een premie in de kasstromen te kwantificeren?	De uitgangspunten van EZK stellen dat wij moeten uitgaan van de garantieregeling en dat innovatieve componenten niet mogen leiden tot hogere vergoedingen. Hierdoor ontstaat gelijkschakeling van risico's.
Rangschikking	Hoe is het PBL van plan indirecte emissies in de SDE-methodologie mee te nemen? Een geothermie project zou in beginsel volledig groen uitgevoerd moeten kunnen worden. De elektriciteit van de pompen zijn indirecte emissies (scope 2) maar kunnen vergoed worden als de "juiste" certificaten (Garanties van Oorsprong) ingekocht worden.	Wij volgen hier de uitgangspunten van EZK.
Begrenzing	Kan het PBL aangeven waarom ze van de 500m begrenzing voor ondiepe geothermie over wil stappen naar de (variabele) begrenzing van Noordzee Groep? Is er geen groot kostenverschil tussen 500m en de maximaal 1800m van de Noordzee Groep	We stellen voor om af te stappen van strikte dieptegrenzen in meter en beter aan te sluiten bij dieptes van geologische formaties. 500 m wordt wel aangehouden als minimale diepte op grond van de uitgangspunten.
Warmtenetten	Om geothermie voor de gebouwde omgeving te realiseren zijn ook warmtenetten nodig. Deze zijn echter niet subsidieabel en introduceren een extra hindernis voor de realisatie van geothermie; hoe is dit meegenomen in de termijnen voor realisatie van geothermie (na SDE toekenning) en de vereiste rendementen?	Kosten voor warmtedistributienetten vallen niet onder de SDE+ subsidieabele kostenposten (uitgangspunten EZK).
Warmtelevering	Het PBL suggereert eisen te willen stellen voor gebruik in Gebouwde Omgeving (in plaats van bijv. tuinbouw)- waarom is dat?	Wij stellen dit voor om oneigenlijke in-tekening in de categorie <i>Diepe geothermie, geen basislast</i> te vermijden (lage VLU, hoog basisbedrag en geen externe warmtelevering).
Kosten	1 Meenemen kosten voor het geologisch vooronderzoek bij de berekening BB. Marktpartij geeft aan dat een uitgebreider geologisch vooronderzoek een aantal risico's kan doen afnemen (o.a. spreiding op de P50). Marktpartij stelt ook voor om dergelijk vooronderzoek als eis op te nemen bij de aanvraag voor SDE+.; 2 Voorziening kostenpost voor boorgatmetingen (logging); 3 Voorzien kostenpost voor seismische monitoring tijdens operationele activiteiten doublet.	Op grond van de uitgangspunten nemen we kosten vóór de SDE++-aanvraag niet mee (1), ná de aanvraag wel (2). (3) valt al onder een kostenpost onder OPEX.
Risico's	Partij ziet met genoegen dat er meer differentiatie gemaakt wordt. Er kan aan verschillende "knoppen" gedraaid worden om de uitrol van geothermie te versnellen. Een meer	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>passende compensatie in de vorm van SDE is er 1 van. Dit wordt bereikt door de voorgestelde aanpassingen.</p> <p>Echter is partij van mening dat het risico op grote financiële tegenvallers door grote extra uitgaven of een enorme terugval van inkomsten de grootste rem is op verdere versnelling. De sector wordt door investeerders en verzekeraars als hoog risico ingeschat wat financiering duur of onmogelijk maakt.</p> <p>In de olie industrie heeft een operator tientallen tot duizenden putten met gemiddeld een hogere opbrengst zodat er en meer verdiend wordt en het risico ook over meerdere putten kan worden verdeeld. Zo ver zijn wij in Nederland nog lang niet en gaan we ook niet komen omdat er onvoldoende warmtevraag is om een dergelijk volume op 1 locatie mogelijk te maken.</p> <p>Eigenlijk zou er een systeem moeten komen van een soort onderling waarborg of een extra garantiefonds. De operators hebben het eerste niet voor elkaar gekregen. Misschien is het nu tijd dat de overheid instapt. Natuurlijk moet de put dan ontworpen en aangelegd zijn volgens een industriestandaard. Hier is EBN prima toe in staat. Een garantiefonds kost geld maar levert ook veel op. De risico opslag kan naar beneden wat elke put goedkoper maakt en als de versnelling er komt kunnen de kosten van de toeleveranciers naar beneden.</p> <p>Kortom een calamiteitenfonds verdient zich voor de bv Nederland gewoon terug.</p>	
Kosten	In het hoofdstuk "Kostenbevindingen" is geen rekening gehouden met de maatschappelijk wens om de bovenste sectie van geothermie putten te voorzien van een dubbele barrière, met name in kwetsbare gebieden, zoals benoemd in eerdere rapportage van SodM over integriteit van onshore putten en de geothermie richtlijn Brabant. In het nieuw mijnbouwwettelijk kader van geothermie wordt daar ook in voorzien. Marktpartij is van mening dat aan deze maatschappelijk wens invulling gegeven dient te worden, maar dat er dan ook wel rekening dient te worden gehouden met de extra aanvangsinvesteringen bij aanleg van een dubbele barrière. Cijfermatige onderbouwing is te vinden in aangeleverde aanvullende informatie.	Zolang er geen wettelijke verplichting is, nemen we de kosten niet mee.
Kosten	Ten aanzien van kostenbevindingen zou ook rekening gehouden moeten worden met aanvullende eisen vanuit de Mijnbouwwet en SodM die invloed hebben op de kosten.	We nemen kosten volgend uit wettelijke verplichting mee, beleid dat per 1-1-2020 van kracht is.
Temperatuurniveau's	Bij stadsverwarming moeten vaak WP'en ingezet worden om 40°C delta T te halen over de bron. Dit leidt tot hogere CAPEX en OPEX kosten terwijl de opbrengsten gelijk blijven.	Voor kennisgeving aangenomen
Risico's	Geothermie is de enige techniek waarbij niet van tevoren zekerheid is over het rendement van het project. Putten die op P50 produceren worden vaak licht overgesubsidieerd terwijl P90 putten zwaar ondergesubsidieerd zijn. De CAPEX-kosten van beide uitkomsten zijn nagenoeg gelijk. OPEX en opbrengsten zijn makkelijk uit te rekenen voor ieder en uit te drukken in een formule. Wij zien graag dat de hoogte van de subsidie afhankelijk gemaakt wordt van het werkelijk aangeboord vermogen. Dit vergroot aanzienlijk de financierbaarheid van projecten.	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Differentiatie	<i>Zijn er overwegingen bij ons voorstel om de categorie Diepe geothermie (basislast) op te splitsen naar een categorie kleiner en een categorie groter dan 20 MW?</i>	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>Wij kunnen ons vooralsnog vinden in deze opdeling. Wel merken we op dat de kostenanalyse grotendeel ex-ante is, dwz voor de >20MW-categorie niet gebaseerd op producerende putten. Het is dan ook belangrijk de analyse opnieuw te doen als/ zodra meer praktijkgegevens beschikbaar zijn.</p> <p>Uiteraard is het relevant de categorie optimaal te benutten en 'strategische aanvragen' te voorkómen. Wij stellen voor hier in 2020 ervaring mee op te doen alvorens hiervoor regels op te stellen.</p>	
Differentiatie	<p><i>Zijn er overwegingen bij ons voorstel om de categorie Diepe geothermie (basislast) op te splitsen naar een categorie kleiner en een categorie groter dan 20 MW?</i></p> <p>We ondersteunen dit voorstel; het doet recht aan het feit dat de ondergrond niet homogeen is. De toename van het vermogen van het referentieproject in het afgelopen jaren, voortkomend uit een toename van het gemiddeld aangevraagde vermogen, maakt het in toenemende mate lastiger om op locaties waar minder vermogen te verwachten is ook projecten te ontwikkelen.</p> <p>Gebaseerd op uw kostenonderzoek adviseert u een scheiding op basis van grotere en kleinere projecten dan 20 MW. Kleinere hebben daarbij relatief hogere investeringskosten, terwijl hogere specifieke O&M-kosten hebben. Dat komt enigszins contra-intuïtief over. Het voordeel met deze scheiding is het voorkomen van overstimulering bij grote projecten en het mogelijk stimuleren van kleinere projecten.</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Differentiatie	<p>Wij hebben een aantal overwegingen bij de splitsing klein/groot: Het is logisch te verwachten dat bij de groei van de afzetmogelijkheden vanuit een klein (12 MW) naar een groot (24 MW) wordt ontwikkeld, ook door bijvoorbeeld de investering in een toekomstige warmtepomp. Indien dat kan worden verwacht zal een relatief klein project (bijvoorbeeld 16 MW) geneigd is om in te schrijven op minimaal 22 MW, ook al wordt dat in de eerste jaren van een project nog niet gerealiseerd. De vraag is in zijn algemeenheid of de inzet van een warmtepomp op deze wijze moet worden gestimuleerd in diepe geothermie > 20 MWth als basislast.</p> <p>Het verbaast ons dat er geen grote categorie is voor diepe geothermie geen basislast. In bestaande stedelijke warmtenetten is het goed denkbaar dat deze ook zullen groeien van de bestaande referentie (13 MW * 3500 h) naar een groot project (>20 MW * 5000 h), bijvoorbeeld door de inzet van een centrale warmtepomp.</p> <p>Het lijkt ons logisch om de subcategorie diepe geothermie niet-basislast op te splitsen in een klein (circa 10 MWth) en een grote variant (circa 18 MWth). Daarmee bestaat ook een middel om overstimulering in de huidige opzet met grote vermogens tegen te gaan.</p> <p>Voor de ondiepe geothermie niet basislast verwachten wij evenals voor de diepe variant een minimumpercentage dat direct naar een gebiedsverwarmingsdistributienetwerk wordt geleverd. Geldt hier ook de voorgestelde 50% ?</p> <p>Het nieuw mijnbouwwettelijk kader voor geothermie voorziet ook in een extra aanpassing in de randvoorwaarden van het putontwerp, in beginsel voor kwetsbare gebieden. Deze zou ook doorgevoerd moeten worden voor kleine en grote projecten, wel en niet basislast. Wij hadden verwacht</p>	We adviseren om voor alle 'geen basislast'-categorieën een eis voor directe levering aan een warmtedistributienet voor de gebouwde omgeving, te laten gelden.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	dat deze aanpassing reeds was meegenomen in het conceptadviezen van de SDE++ voor 2020.	
Risico's	<p><i>Hoe wordt aangekeken tegen verschillen in verwachtingswaarden voor het bronvermogen, zoals P90 bij financieringen en als verzekeringsvoorwaarde tegenover de P50-waarde voor SDE++-beschikking?</i></p> <p>Dit is logisch vanuit risicoperspectief. Wel merken we op dat een verbetering gewenst is in de RNES, namelijk door de 'communicatie' tussen de putten mee te nemen. Nu is de performance per put nog de basis.</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Risico's	<p><i>Hoe wordt aangekeken tegen verschillen in verwachtingswaarden voor het bronvermogen, zoals P90 bij financieringen en als verzekeringsvoorwaarde tegenover de P50-waarde voor SDE++-beschikking?</i></p> <p>Dit is logisch vanuit het risicoperspectief: de financier wil gebaseerd op minst mogelijke kans toch een business case financieren die dekkend is. De SDE++ gaat uit van gemiddelde verwachting</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Warmtepomp	<p><i>In welke mate kan de voorgestelde minimumeis aan de COP van de warmtepomp bijdragen aan verduurzaming van de warmteopwekking uit het geothermisch project en op welke manier kan hierover gerapporteerd worden?</i></p> <p>Het opnemen van een eis aan de COP is wat ons betreft een goed plan. Het initieel hoog stellen van de COP is evenwel niet raadzaam. De netten (zowel bestaand als nieuw) hebben minimaal 80 graden, maar misschien wel 85 of 90 graden nodig om in de wijknetten 70 graden aan te kunnen voeren. Hoe hoger de watertemperatuur uit de warmtepomp, hoe lager de COP. Een bevordering van projecten in de gebouwde omgeving is wenselijk en geothermie kan daar als duurzame bron een grote rol in spelen. Het inkopen van duurzame elektriciteit zou kunnen helpen bij het meenemen van warmtepompen in het systeem.</p> <p>De wijze van rapportage is bij voorkeur met weinig administratieve lasten.</p>	We adviseren een eis voor een minimale COP op te nemen, dit is in lijn met de eis voor een COP van een warmtepomp in de EIA.
Warmtepomp	<p><i>In welke mate kan de voorgestelde minimumeis aan de COP van de warmtepomp bijdragen aan verduurzaming van de warmteopwekking uit het geothermisch project en op welke manier kan hierover gerapporteerd worden?</i></p> <p>Deze vraag naar duurzaamheid geldt niet alleen voor geothermie maar evenzogoed ook voor andere centrale toepassingen van een warmtepomp, zoals bijvoorbeeld in aquathermie. Vanuit breed maatschappelijk oogpunt is het de kernvraag in hoeverre de warmtetransitie in Nederland afhankelijk dient te worden van verdere elektrificatie. Warmtevraag is zeer grillig, zeker indien de mate van warmtebuffering gering is zoals in stedelijke projecten. Bij toename van de elektrificatie levert dat dus direct een grilligere electravraag op, wat in tijden van decentrale opwekking een toename in de disbalans van de electravoorziening teweeg brengt. Het begrip exergie is een belangrijke component in deze vraag. Indien de temperatuur hoger is, is een hogere COP te realiseren voor zowel een geothermie doublet als een warmtebron. Uw vraag kan alleen cijfermatig worden onderbouwd indien deze wordt gebaseerd op absolute getallen.</p> <p>Graag geven wij de volgende overwegingen daarbij mee: De inzet op geothermieprojecten met hogere COP's (>20) heeft uiteindelijk de voorkeur. Daar is relatief immers min-</p>	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>der electra (scope 2) nodig om meer warmte te produceren. Dat werkt direct mee in de lagere OPEX-kosten van geothermie.</p> <p>De COP blijft een lastige definitie bij meerdere warmtebronnen, omdat deze immers altijd relatief is. Een juiste vergelijking hangt af van de absolute som van vermogens electra en warmte en de scope 1,2,3 benadering. Indien het geothermieproject al relatief veel electra nodig heeft door een hoge productie- en injectieindex en een warmtepomp nodig is voor een verhoging van het thermisch vermogen of de extra opwaardering van de aanvoertemperatuur, wordt het de discussie in hoeverre het project wel duurzaam te noemen is.</p> <p>De COP van een doublet of een warmtepomp is per definitie sterk afhankelijk van seizoens- en vraageffecten.</p>	
Differentiatie	<p>Het is in de aankomende jaren prematuur om voor een situatie van geclusterde doubletten een aangepaste categorie te introduceren. Er is vooralsnog beperkte referentie om eventuele voordelen te kwantificeren.</p> <p>De aanleg van een meervoud aan putten levert een schaalvoordeel op dus is in de aanlegfase kostprijsverlagend. Tevens zijn bij voldoende onderlinge connectiviteit ook lagere risico's te voorzien en kan schakeling van putten mogelijk een betere fit tussen productie- en injectieindexen geven. Clustering heeft zowel een voordeel op de CAPEX als de OPEX. Bovendien zal de marktwaarde van de warmte toenemen omdat er meer redundantie geboden kan worden. Echter, bovengenoemde schaalvoordelen van clustering gelden in vergelijkbare vorm ook voor alle andere vormen van duurzame energie, zoals bijvoorbeeld biomassa. Hoe is de visie van het PBL daarbij ?</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Differentiatie	<p>Wij vinden het wat voorbarig om aangepaste basisbedragen voor geclusterde doubletten vast te stellen. Er zijn meerdere voordelen te benoemen maar deze zijn niet kwantificeerbaar. Er zijn maar weinig plekken waar geclusterde doubletten op kortere termijn tot de mogelijkheden behoren. Geclusterd aanbod betekent immers (de noodzaak tot) geclusterde vraag. Ook zijn dan andere inzetstrategieën denkbaar. Het warmteaanbod zal in de zomer veelal te groot zijn. Hierdoor kan één van de twee doubletten in de zomer worden stilgezet. Goed voor bv preventief onderhoud en dus robuustere operations, maar wellicht hogere kosten.</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Differentiatie	<p>Consultatievraag PBL: Is een uitbreidingscategorie voor bestaande projecten (van 6000 -> 7500 uur) wenselijk? Waarbij bijvoorbeeld enkel de OPEX voor subsidie in aanmerking zou komen.</p> <p>Ja, dit is wenselijk maar met een zodanige formulering dat naast extra draaiuren ook een hoger vermogen ondersteund kan worden. Daarbij is van belang om een relatie te leggen met het upgrade programma voor pioniersputten en de reeds verstrekte SDE-beschikkingen .</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Differentiatie	<p>Wij vinden een uitbreidingscategorie voor bestaande projecten van 6000 – 7500 uur maar in een beperkt aantal gevallen wenselijk. Wij verwijzen hiervoor naar een andere reactie. De focus voor nieuwe categorieën dient vooral te liggen op kleinere projecten, lagere bedrijfstijd en projecten in de gebouwde omgeving.</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Differentiatie	<p>De SDE-beschikkingen t/m 2017 zijn gebaseerd op 5500 uur waarbij de projecten voor 2016 op relatief lagere basisbedragen konden rekenen. Het is in zijn algemeenheid wenselijk om de situatie van de eerste beschikkingen t/m 2016 integraal te herzien. Wij pleiten om dit te laten samenvallen met het upgrade programma voor pioniersputten.</p>	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>De omschrijving van de uitbreidingscategorie kan aangepast worden, zodat deze gebruikt algemeen benut kan worden voor bestaande projecten met meer potentie in draaiuren en/of vermogen.</p> <p>We vragen ons af hoe de uitvoer van twee SDE-beschikkingen naast elkaar zal verlopen. Het is logisch om te toetsen waar bestaande projecten nog ruimte hebben om meer te produceren dan is beschikt en wat de reden daarachter is. Waarschijnlijk zullen projecten met een lager debiet dan initieel verwacht, door bijvoorbeeld hogere productie- en injectiedrukken, niet de eerder verwachte vermogens halen. Daarbij zal men dus meer draaiuren moeten maken maar met een lager vermogen. Bij deze projecten is de ruimte om meer te produceren (in draaiuren en vermogen) dus minder dan de beter draaiende projecten. Deze uitbreidingscategorie komt de mindere projecten dus niet ten goede en daarom is het upgrade programma gewenst.</p> <p>Projecten die wel goed produceren en nog ruimte met meer uren en vermogen kunnen gebruiken zijn wel gediend bij een uitbreidingscategorie. Belangrijk is wel om te toetsen of de som van de bestaande en de nieuwe SDE-beschikking niet tot een ongewenste overstimulering leidt.</p> <p>Mogelijk kan de omschrijving van uitbreiding met een extra put samenvallen met uitbreiding van draaiuren, het installeren van een extra warmtepomp e.d.</p> <p>De parameters kunnen dan zo worden gekozen dat de aanvraag situatieafhankelijk getoetst kan worden. Dit opent een weg om innovaties marktdekkend te maken.</p>	
Restwaarde	<p><i>We stellen nu een restwaarde voor van 20%, kan de markt argumenten aanleveren waardoor dit getal zou moeten bijgesteld worden.</i></p> <p>Partij vraagt zich af of welke levensduur hier bedoeld wordt. Ze gaan er van uit dat dit de technisch-economisch levensduur is, maar dit vraagstuk kan ook fiscaal of maatschappelijk worden geïnterpreteerd. Zowel vanuit de mijnbouwwet als door financiers wordt aangegeven dat er reserveringen voor abandonnering dienen te worden opgenomen. Financiers gaan in zijn algemeenheid niet uit van een restwaarde aan het eind van de SDE+-looptijd.</p> <p>De belangrijkste parameters om waarde, dus ook de restwaarde, van een doublet op enig moment te bepalen zijn in willekeurige volgorde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De kwaliteitstoestand van de casings, in het bijzonder de mate van corrosie (wanddikteverlies), en/of de mate van scaling en/of de mate van LSA-NORM besmetting van ondergrondse en bovengrondse installaties. • De maatvoering van de productie en injectie casings of tubings. • De mogelijkheid van reparatie (verjonging) bij een afnemende kwaliteit van de casings, over verschillende hoogten en diameter. Denk hierbij bijvoorbeeld aan het al dan niet plaatsen van een binnenbuis. Dit wordt ook wel een fall back scenario genoemd. • De productie en injectieindex, de debieten, de aanvoertemperatuur en het totale vermogen. • De diepte van de putten, de mogelijkheid tot het uitvoeren van een side track en een mogelijke reuse bestemming. Een voorbeeld daarbij is het gebruik van oude olie- en gasputten voor geothermie • De verwachte waarde van de geothermiewarmte, de concurrentie daarbij en de wijze waarop geothermie is gesubsidieerd. Voor alle bestaande projecten is dat de huidige 	In het eindadvies nemen we aan dat de restwaarde wegvalt tegen de abandonneringskosten.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO																
	<p>SDE(+), maar binnen een aantal jaren zal dat veranderen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • De capaciteit en de ontwikkelingen van het warmtenetwerk, inclusief die van de afnemers • De verwachte kosten van het abandonneren van de putten • De bestaande winningsvergunningvoorwaarden • Politiek-Maatschappelijk sentiment, zowel op lokaal als nationaal niveau. <p>Vanuit de huidige situatie wordt de realiteit van de restwaarde van putten aan het eind van de SDE periode ter indicatie eerder als volgt ingeschat:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Restwaarde als % van de CAPEX</th> <th>Nauwe projecten diep</th> <th>Gemiddeld ruime projecten diep</th> <th>Wijde projecten diep</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Minimum</td> <td>-30</td> <td>-20</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Gemiddeld</td> <td>-15</td> <td>0</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>0</td> <td>20</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table> <p>Deze indicatie behoeft een nauwkeuriger analyse, maar zoals in bovengenoemde parameters genoemd, is dit een traject met veel aannames.</p>	Restwaarde als % van de CAPEX	Nauwe projecten diep	Gemiddeld ruime projecten diep	Wijde projecten diep	Minimum	-30	-20	0	Gemiddeld	-15	0	20	Maximum	0	20	40	
Restwaarde als % van de CAPEX	Nauwe projecten diep	Gemiddeld ruime projecten diep	Wijde projecten diep															
Minimum	-30	-20	0															
Gemiddeld	-15	0	20															
Maximum	0	20	40															
Restwaarde	<p>Consultatievraag PBL: We stellen nu een restwaarde voor van 20%, kan de markt argumenten aanleveren waardoor dit getal bijgesteld zou moeten worden.</p> <p>Dat kan niet in het algemeen zo gesteld worden. De reële restwaarde is onder meer afhankelijk van de staat van de gebruikte materialen en de binnendiameter van de buizen. Dit kan ook tot negatieve restwaarden leiden als de bron geabandonneerd moet worden.</p>	In het eindadvies nemen we aan dat de restwaarde wegvalt tegen de abandonneringskosten.																
Restwaarde	<p><i>We stellen nu een restwaarde voor van 20%, kan de markt argumenten aanleveren waardoor dit getal zou moeten bijgesteld worden.</i></p> <p>Partij vindt dat de restwaarde van 20% niet bijgesteld hoeft te worden. Er zijn ons geen getallen bekend die een wijziging kunnen onderbouwen. Financiers gaan in zijn algemeenheid niet uit van een restwaarde aan het eind van de SDE+ looptijd.</p>	In het eindadvies nemen we aan dat de restwaarde wegvalt tegen de abandonneringskosten.																
Stadsverwarming versus glastuinbouw	<p><i>Geothermieprojecten voor stadsverwarmingsdoelen verschillen met projecten voor de glastuinbouw in het aantal vollasturen en retourtemperatuur. Zijn er nog andere belangrijke verschillen tussen deze beide toepassingsgebieden voor geothermische projecten?</i></p> <p>De belangrijkste verschillen zijn hogere CAPEX, want:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kostbaarder terrein • Meer maatregelen om omgevingshinder te voorkomen • Meer communicatie naar omgeving • Complexere logistiek • Kleinere beschikbare ruimte om bovengronds te bouwen <p>Tijdens operations:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Minder goede uitkoeling • Langere periode volloop • Concurrentie van WKK (huidige marktreferentie) • Hogere eisen back-up- en piekvoorzieningen, dus (verkoop-)prijzdruk • Complexere inkoppeling op warmtenetten <p>Partij meent dat een basis warmteafzet in combinatie met andere bronnen een realistisch toekomstbeeld is voor stadsverwarmingsnetwerken en deze categorie dan ook</p>	Voor kennisgeving aangenomen																

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>volle aandacht verdient. We onderkennen dat een risico op oneigenlijke intekening kan ontstaan.</p> <p>Een eis van minimaal 50% directe warmtelevering (GJ/ jr) aan een stadsverwarmingsnet is voor de partij een realiseerbare en (wellicht lastig) meetbare invulling van de wijze om dit risico te verkleinen.</p> <p>We houden dan ook onverkort vast aan onze grote wens voor de spoedige (2020) opname van een aparte categorie die geothermieprojecten in de gebouwde omgeving faciliteert. De sector vraagt hier al vele jaren om en de trage opstart van geothermieprojecten in de gebouwde omgeving laat zien dat dit niet voor niets is.</p>	
Stadsverwarming versus glastuinbouw	<p>Het ontwikkelen van een geothermieproject heeft vooral in de boorfase een bovengrondse impact. Het is noodzakelijk dat er een voldoende groot mijnbouwterrein kan worden aangelegd en dat is wellicht lastiger en duurder in een stedelijke omgeving.</p> <p>Glastuinbouwprojecten werken geïntegreerd in de keten met een beperkt aantal klanten, waardoor spoedig optimalisatie van vraag en aanbod plaatsvindt. Glastuinbouwprojecten hebben ook klanten die allen een warmtebuffer hebben, waardoor een hoge mate van flexibiliteit in afname mogelijk is om de vraag stabiel te laten verlopen. In een stedelijke omgeving, met name bij nieuwe initiatieven, dient er eerst ervaring te worden opgebouwd om variaties over dagen en seizoenen op te bouwen. Interactie in de waardeketen van warmte is complexer met meer klanten en een grilliger afnamepatroon. Over het algemeen is de mate van uitkoeling voor stedelijke projecten lastiger te realiseren, omdat de warmtevragers meer divers van aard zijn. Het is lastig om cascadering van verschillende type warmteklanten achter elkaar aan te laten sluiten.</p> <p>In een stedelijke omgeving geldt verder dat: Aanleg van transportleiding naar een distributienetwerk relatief duurder is dan in een glastuinbouwomgeving. De kosten voor de bovengrondse installatie relatief duurder uitpakken, vanwege algemene effecten in een dichtbevolkt gebied. Zwaardere mitigerende maatregelen zijn nodig, met betrekking tot geluid, licht, transport etc. Kosten opslag testwater hoger oplopen, mede door eerdere beperkingen in de ruimte en transport.</p> <p>Het voorstel voor genoemde ondergrens van 50% als criterium lijkt ons ten dele passend. Minimaal 50% directe levering aan een warmtedistributienetwerk is een eis die verschillend kan worden geïnterpreteerd. Als via zo'n netwerk aan glastuinbouw wordt geleverd dan heeft de eis geen waarde.</p> <p>Een belangrijke voorwaarde die in de praktijk naar voren kan komen bij de inzet van geothermie is de integratie samen met andere centrale bronnen. In de glastuinbouw zijn het in de regel de glastuinders die zelf de backup voorziening van een centraal warmtenetwerk, gevoed door geothermie, organiseren. In een stedelijke omgeving met een warmtedistributienetwerk is het naar verwachting het warmtenetwerkbedrijf dat de backup centraal voor haar rekening neemt. Naast een geothermie installatie zullen dus ook WKK's, ketels, restwarmte of een biomassaketel gebruikt kunnen worden, waarmee ook het voordeel wordt geboden dat geothermie als basislast ingezet kan worden en de backup voorzieningen als pieklast (peak shaver). Gesommeerd heeft het leveren van warmte met een backup altijd een hogere waarde dan warmte zonder backup. Hier</p>	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	wordt in de conceptadviezen aan voorbij gegaan. Wij beseffen dat het complex is om integratie van een verschillende warmtebronnen met een complex aan stimuleringsmaatregelen te bedienen.	
Vollasturen	Overigens merken we op dat 3500 of 4000 vollasturen nu als 'niet basislast' gelabeld is. Dat is voor bv. stadsverwarming onjuist. Aardwarmte zal daar zeker als basislast worden ingezet, maar desondanks niet meer dan 3500/ 4000 vollasturen kennen. Er zijn simpelweg niet meer uren te maken (in stadsverwarmingssystemen van minder dan zeg 30.000 woningequivalenten). Verder valt op dat de categorie 'Ondiep – geen basislast' uitgaat van 4000 uren en 'Diep – geen basislast' van 3500 uren. Wij zien niet direct de onderbouwing daarvan.	We adviseren om 3500 vollasturen voor alle 'geen basislast'-categorieën (ondiepe en diepe geothermie) te gebruiken.
Differentiatie	Van de huidige producerende projecten kunnen er minder dan 80% economisch uit. Dat is iets anders dan 80% van de potentiële projecten, waar de regeling zich op zou moeten richten. Met name projecten in de gebouwde omgeving blijken tot heden lastig tot wasdom te komen. De introductie van de niet-basislast-categorie is hiervoor belangrijk. Projecten met tekort eigen vermogen en een hoger risico in ondergrondbekendheid of afzet worden vertraagd, waarbij de toets bij de financier ligt. Daarbij zal het zo zijn dat ook de mijnbouwwettelijke financiële toets verder uitgewerkt zal worden, waarmee ook de mogelijkheid bestaat dat projecten niet tot wasdom komen. De laatste jaren zijn geothermieprojecten in bekende reservoirs met een georganiseerde vraag gerealiseerd. In de aankomende jaren is de verwachting dat meer pioniersprojecten in onbekende gebieden, dicht bij steden worden ontwikkeld. Daar is over het algemeen minder bekend in de ondergrond, dus is het risico op een minder goed project met meer onzekerheden ook groter. Dat kan er toe leiden dat het richtgetal in de aankomende jaren, vanwege nieuwe gebieden, eerder lager zal zijn. Echter, de invoering van een niet-basislast categorie zou dat moeten kenteren.	Voor kennisgeving aangenomen
Rol EBN	Onze verwachting is dat de komst van een nieuwe partij zoals EBN helaas niet op korte termijn tot CAPEX-verlaging zal leiden. Ook zal in 2020 en 2021 sprake zijn van een 'inschakelverschijnsel', waarbij partijen (voor hen) nieuwe contractvormen en -voorwaarden bespreken en vastleggen. Dit proces zal in die periode naar onze inschatting helaas nog niet tot een significante stijging in het aantal SDE-aanvragen leiden die het noodzakelijk (of mogelijk) maakt om nu in de SDE hiermee rekening te houden.	Voor kennisgeving aangenomen
Rol EBN	De gevolgen zijn nog niet eenduidig te beschrijven omdat er een aantal vragen spelen bij de rol van EBN. Dat is de reden waarom op 20 mei 2019 een brief aan de Minister van EZK is verstuurd. Onduidelijkheden die er bijvoorbeeld spelen: <ul style="list-style-type: none"> • Wordt het een aandeelhouderschap of overeenkomst van samenwerking? • Wie bepaalt het EBN-deel, welk ROE hangt daarmee samen? • Hoe wordt in de exit strategie van EBN voorzien bij beëindiging deelname EBN na 5 jaar? • Hoe is de volgordelijkheid van bezwaarden De huidige indruk die de markt heeft is dat deelname van EBN op korte termijn vertraagt in de totstandkoming van projecten. Het is de verwachting dat pas wanneer er voldoende routine bij EBN is opgebouwd en complete duidelijkheid bij operators en financiers, bij bijvoorbeeld een deelname van ten minste 7-10 projecten, er mogelijk vanuit de markt enige versnelling zal worden bemerkt die is toe te wijden aan de deelname van EBN. Op korte termijn	Voor kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>is door een deelname van EBN geen kostenverlaging te verwachten, of zijn betere financieringsvoorwaarden af te sluiten. De algemene verwachting vanuit de markt is dat deelname van EBN eerder een kostprijsverhoging in de aankomende jaren zal geven.</p> <p>De opdracht tot deelname in geothermie door EBN bepaalt mede de ontwikkeling van bestaande en nieuwe geothermieprojecten en verlangt centrale regie en duidelijke kaders vanuit het ministerie van EZK. Invoering van het nieuwe wettelijke kader voor geothermie is daarbij mede van grote noodzaak. Partij is van mening dat EBN samen met bestaande en nieuwe operators concreet bijdraagt in de versnelling en versterking van geothermie, maar alleen met een duidelijk mandaat waarin rollen elkaar integraal versterken. Partij pleit in de aankomende jaren voor een vrijwillige deelname van EBN, een wederzijds onderhandelbaar deelnemingspercentage met concrete kaders, onder regie van het Ministerie van EZK. Daarbij dienen heldere KPI's gesteld te worden, zodat na de genoemde periode van vijf jaar geëvalueerd kan worden of en wanneer deelname van EBN wenselijk en noodzakelijk lijkt.</p>	
Rol EBN	Het is te vroeg om nu al een positief effect te veronderstellen voor de vrijwillige bijdrage van EBN in geothermieprojecten. Daartoe zal eerst de komende jaren ervaring opgedaan moeten worden.	Ter kennisgeving aangenomen
Ondiepe geothermie	<p>Gebaseerd op uw conceptadvies gaan wij er van uit dat het zogenaamde zuigboren wordt bedoeld als optie voor de ondiepe Noordzeegroep. De boorbedrijven voor waterputten in Nederland gebruiken deze techniek momenteel tot een (theoretische) grens van rond de 600 meter (TVD), waarbij de begrenzing vooral door het gebruikte materieel wordt bepaald. Indien de ondiepe geothermiemarkt zich zal ontwikkelen, kan het denkbaar worden dat er door waterboorbedrijven in passend materieel wordt geïnvesteerd. Er kan ook worden gedacht aan het schuin boren van deze putten.</p> <p>Wij vinden het opportuun om te veronderstellen dat er geen kosten moeten worden gemaakt voor een BOP (blow out preventor). Men dient altijd rekening te houden met de juiste maatregelen voor veiligheid voor mens en milieu. Uitgaande van de mijnbouwregeling artikel 8.3.1.2 moet de eerste drukhoudende sectie geboord worden met een diverter. Dit is een annulaire preventer die het boorgat kan afsluiten als er ondiep gas vrij komt. Conform lid 5 kan hier ontheffing voor worden aangevraagd, maar dan moet men eerst aantonen dat er geen risico is op shallow gas. In gebieden waar veel geboord is daar voldoende ervaring voor en zal dit worden toegestaan. In gebieden waar weinig seismiek en andere boringen zijn is dit zeer lastig of gewoon niet mogelijk.</p> <p>Andere aspecten die uit deze afbakening voortvloeien hebben ook een relatie met de verdere ontwikkelingen van de randvoorwaarden bij putontwerpen. Ondiepe reservoirs hebben minder zout water en mogelijk ook minder gas (CO₂ en methaan) in oplossing en zijn vanuit die parameters minder gevoelig voor corrosie. Dan is het de vraag of er voldoende mitigerende maatregelen met een enkele casing kunnen worden geboden en daarvoor is uiteindelijk een bredere maatschappelijke discussie voor noodzakelijk.</p>	Op basis van de huidige wet- en regelgeving is BOP niet in beeld voor ondiepe geothermie. Indien dit een in 2020 harde (veiligheids)eis wordt van SoDM, stellen wij voor dat EZK een na-advies laat opstellen waarin met deze kosten rekening gehouden dient te worden voor het bepalen van het basisbedrag SDE++ 2020.
Differentiëren	<p><i>Hoe wordt aangekeken tegen een basisbedrag op basis van geothermische vermogensschijven (0-5 MW, 5-10 MW, 10-15 MW, 15-20 MW, 20+ MW) à 6000 vollasturen?</i></p> <p>Een basisbedrag op basis van geothermische vermogensschijven, waarbij de basisbedragen afhankelijk zijn van</p>	Ter kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>verschillende vermogensklassen a 6000 vollaasturen is bespreekbaar, mits gebaseerd op het gerealiseerde bronvermogen. Dit zou wel recht doen aan de inherente onzekerheid over het te genereren vermogen. Dit brengt meer robuustheid in de business case. En flexibiliteit: meer SDE als nodig, minder SDE als mogelijk.</p> <p>Idealiter kan er hierbij ook geschoven worden. Dus als een warmtenet veel afzet weet aan te sluiten die beter uitkoelt, dan verhoogt dit het vermogen van het project. Een overstap naar een andere vermogensschijf moet dan mogelijk (en aantrekkelijk) zijn. Want deze levert immers meer duurzame energie/ CO2-reductie op.</p>	

B.6 Biomassaverbranding en -vergassing

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Prognose houtpelletprijzen zijn niet realistisch op basis van de ontwikkelingen van de afgelopen jaren.	In uw berekeningen gaat u uit van een houtpellet prijs van € 150,- / € 170,-. Import is noodzakelijk en hiermee concurreren we op een wereldwijde markt waarbij de vraagprijs veel hoger ligt.	Op basis van de ontwikkeling van de houtpelletprijzen hebben we deze in het eindadvies verhoogd.
Duurzaamheidseisen, o.a. wijziging REDII	Zijn nieuwe duurzaamheidseisen in RED II en de mogelijke prijsstijging van de houtpelletleveranciers om dit te bekostigen meegenomen?	Kosten voor duurzaamheidscertificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
Investeringskosten, extra componenten opnemen.	Een vervanging van een gasgestookte ketel door een biomassagestookte voorziening veelal leidt tot een nieuwe locatie op of net naast het eigen terrein. Aankoop grond, nieuwe vergunningen (bestaande mogen niet meer gebruikt worden), laad- en losfaciliteiten voor de pellets en een stoomleiding over het terrein zijn dan onder andere meerkosten.	In de meeste gevallen wordt een stoomketel voor de productie van stoom niet op de grond van stoomafname, maar op aangelegen terrein gerealiseerd. Daarom wordt dit jaar in de O&M-kosten rekening gehouden met het pachten van terrein voor stoomketels. Tevens wordt in de investeringskosten rekening gehouden met een stoomleiding. Beginvoorraad is niet kostenverhogend (slechts impact op werkkapitaal). Een backupvoorziening is vaak fossiel en daarmee niet subsidiabel.
Houtpellets. Prijsontwikkeling en onderbouwing	Op basis van de huidige Argus-index en aanbiedingen voor pellets van de grotere leveranciers, zijn tarieven tussen de € 190,- en € 200,- (CIF ARA) meer realistisch.	Op basis van de ontwikkeling van de houtpelletprijzen hebben we deze in het eindadvies verhoogd.
Categorie ketel stoom uit houtpellets	SNCR wordt niet meegenomen.	De geadviseerde investeringskosten zijn voor de meeste projecten voldoende om aan alle meegewogen kosten te voldoen. SNCR zit hierbij in.
Subsidieparameters ketel stoom uit houtpellets	De verhoging van het correctiebedrag maakt de categorie niet meer werkbaar.	Een nadere analyse op de correctiebedragen is uitgevoerd, maar heeft niet tot aanpassing geleid.
Categorie directe inzet van houtpellets	Niet elke installatie heeft een filtersysteem dat voldoet aan de strenge eisen die een biomassaverbranding met zich meebrengt, inclusief een noodzakelijk NOX-systeem.	De referentieinstallatie is een vaste-brandstofinstallatie (bijvoorbeeld asfaltcentrale) en heeft reeds de benodigde rookgasreiniging.
Advies opslag duurzaamheidscertificering	Strengere Nederlandse duurzaamheidseisen met complexe verificatieprocessen leiden tot een prijsstijging van houtpellets.	Kosten voor duurzaamheidscertificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
Advies beoogde pellet leveringscontracten	In uw berekeningen gaat u uit van een houtpellet prijs van € 150,- / € 170,-. Import is noodzakelijk en hiermee concurreren we op een wereldwijde markt waarbij de vraagprijs veel hoger ligt.	Belanghebbende heeft geen contract verstrekt.
Huidige prijzen houtsnippers	Beschreven prijzen lijken slechts te gelden voor lokale chips. Voor grotere hoeveelheden chips is import (per schip) noodzakelijk. Deze prijzen zullen hoger liggen.	Snoei- en dunningshout is de referentiebrandstof voor de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa' en derhalve wordt gerekend met een prijs van snoei- en dunningshout.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Huidige prijzen houtpellets en prijsindexatie	Hanteer de internationale prijs als de juiste referentie en een prijsstelling van 150-170 €/t is niet realistisch.	Op basis van de ontwikkeling van de houtpelletprijzen hebben we deze in het eindadvies verhoogd.
Rol bio-energiestromen/residuen	Belanghebbende pleit voor gebruik van bio-energiestromen en residuen.	Residuen kunnen gebruikt worden in de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa'.
Opties stadsverwarming / delen stoom infrastructuur	Ziet u mogelijkheden tot het integreren in subsidierichtlijnen om dit te bevorderen?	Dit wordt doorgegeven aan EZK.
Hoogte investeringskosten	Kunt u aangeven waarom inflatie op het investeringsbedrag niet van toepassing is, terwijl de vraag naar houtpelletketels eerder toeneemt?	Inflatiecorrectie wordt niet automatisch toegepast op de investeringsbedragen. Jaarlijks worden de investeringskosten voor nieuwe installaties bepaald.
Calculatiemethodiek 2020 vs 2019 en vervolg	In vergelijking met de calculatiemethodiek voor de SDE in 2019, is sprake van een aanzienlijke verhoging van het correctiebedrag, waardoor bij een gelijkblijvend basisbedrag de subsidie aanzienlijk lager uitkomt.	Een nadere analyse op de correctiebedragen is uitgevoerd en heeft waar van toepassing geleid tot aanpassingen in het eindadvies.
Biomassaprijzen	U geeft aan dat de onderkant van de prijsrange voor droge biomassa 0 € per ton is. Als een partij zelf eigen droog resthout heeft zijn de kosten weliswaar 0 €, maar er is dan sprake van opportunity costs. Het resthout zou namelijk anders verkocht zijn voor de marktprijs. Anders dan voor B-hout is de marktprijs van A-hout positief. Er is dus geen sprake van daadwerkelijke gratis brandstof. Het is daarom niet goed om de 0 € per ton mee te nemen in de bepaling van het gemiddelde.	Bij het bepalen van de biomassaprijs wordt niet zomaar het gemiddelde genomen van de genoemde prijsrange, maar wordt rekening gehouden met de benodigde biomassaprijs voor realisatie van de meerderheid van de projecten. Wij zijn ons er tevens van bewust dat zelfs daar waar een prijs van 0 € per ton genoemd wordt er sprake is van opportunity costs.
Biomassaprijzen	Er wordt aangegeven dat de prijs van hout sterk is gedaald. Een belangrijke reden hiervoor is dat de realisatie van projecten trager verloopt dan gedacht. Alle signalen voor de toekomst wijzen op prijzen hoger dan 41 €/ton. In hoeverre is gerekend met prijsniveau levering 2020 en verder? Onze laatste opgevraagde offerte voor [q] ton leverde een prijs op van [p] €/ton. Gezien het risico voor de ondernemer vinden wij het niet reëel om met 41 €/ton te rekenen en stellen voor om de prijs in ieder geval op 45 €/ton te houden.	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een level playing field over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	We vermoeden dat de prijs van 150 €/ton (€170 per ton geleverd) voor grootschalige projecten van 100 MW. De referentie-installatie voor de categorieën warmte uit houtpellets en directe inzet van houtpellets heeft echter een vermogen van 10 of 15 MW, wij vragen ons af of de prijs waarmee gerekend wordt wel representatief is voor die schaalgrootte. De prijzen die wij horen zijn eerder 200 €/ton geleverd. Helaas hebben wij hiervan geen bron.	We volgen de ontwikkeling van de houtpelletprijzen op de voet. Op basis van de ontwikkeling van de houtpelletprijzen hebben we deze in het eindadvies verhoogd.
Biomassaprijzen	Wat is er goedkoper geworden? Is de stijging van de asafvoerkosten wel meegenomen? De asafvoerkosten zijn	Verhoging van kosten voor asafvoer ten gevolg van de

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>mede door de verhoging van de afvalstoffenbelasting enorm verhoogd. Wij horen tarieven van 75-90 euro per ton as. Voor installaties op houtchips met 3% as valt dit nog mee maar installaties op shreds met 10% as zitten puur vanwege de asafvoer al aan 27 €/kW (7000 vollasturen, 7 GJ/t, 10% as, 75 €/ton).</p> <p>Tuinders moeten ook aanzienlijke variabele kosten maken voor externe CO₂ wanneer ze overschakelen van aardgas naar biomassa of geothermie. Die kosten bedragen circa 0,01 €/kWh geleverde warmte. Dit pleit wederom voor voorzichtigheid in het verlagen van de basisbedragen.</p>	<p>verhoging van de afvalstoffenheffing wordt in het eindadvies meegenomen in de variable O&M-kosten.</p> <p>Kosten voor de aankoop van externe CO₂ vallen niet onder de huidige SDE+, die alleen de productie van duurzame energie subsidiëert.</p>
Warmtestaffel	U geeft aan dat uw tabel niet als advies aan EZK kan worden gelezen. Met het oog op de wens om warmtenetten met geothermie te ontwikkelen in de tuinbouw en in de gebouwde omgeving, vragen wij u met klem om dit wél als advies aan EZK te doen. Een biomassa-installatie is juist nodig voor de middenlast (3000-4000 vollasturen).	Ter kennisgeving aangenomen.
Nieuwe categorie	<p>In het buitenland is inmiddels ervaring opgedaan met het ombouwen van gasketels naar ketels met houtstofbranders. Wij verwachten dat deze techniek op korte termijn ook in Nederland beschikbaar komt. Het voordeel is lagere investeringskosten, dus een lager basisbedrag dus goedkopere duurzame energie. Dit verlaagt de drempel om in te stappen.</p> <p>Er zou dus een nieuwe categorie retrofit geopend kunnen worden op termijn.</p>	Op dit moment zijn er geen duidelijke initiatieven die hierom vragen.
Warmtestaffel	Wij begrijpen de keuze voor 6000 vollasturen. Toch is biomassa - met name houtpellets - uitermate geschikt voor invulling van middenlast. Hier wordt nu niet op gestuurd, want met deze categorie wordt wederom alleen een baseloadtoepassing rendabel, terwijl juist de wens bestaat om warmtenetten te verduurzamen waarbij het logisch is om restwarmte, aquathermie en geothermie voor baseload in te zetten en biomassa voor middenlast. Maar dat is met de huidige opzet economisch niet haalbaar. Daarom pleiten wij ervoor ook voor houtpellets een optie te hebben op basis van minder vollasturen.	Op dit moment is er een warmtestaffel in de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth'. Deze is in de testfase. Hier van zijn nog geen definitieve resultaten beschikbaar die van invloed kunnen zijn op uitbreiding staffel naar andere categorieën.
Biomassaprijzen	Er wordt gesteld dat de prijzen voor de benodigde brandstoffen gemiddeld gezien vergelijkbaar zijn tot enkele procenten hoger liggen in vergelijking met vorig jaar. In uw advies Ketel op vaste of vloeibare Biomassa gaat u uit van een daling van de brandstofprijs (van €45 per ton naar € 41 per ton, met een energie inhoud van 9GJ/t).	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een <i>level playing field</i> over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	U geeft aan dat de verwachting is dat de prijs voor houtsnippers op gemiddeld € 5,5 per GJ uit komt.	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een <i>level playing field</i> over

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
		nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassavoorbewerking	In het advies wordt een brandstofprijs bij gebruik van biomassa (houtsnip-pers) gehanteerd van €41 per ton, lager dan verwachte prijs. U geeft aan dat de verwachting is dat de prijs zal stijgen, wij hadden hier juist een hogere prijs verwacht ten opzicht van vorig jaar. Op welke manier wordt er rekening gehouden met het feit dat het productieproces van houtpellets veel energie vergt terwijl dit voor houtsnippers niet het geval is.	De energie die nodig is voor de productie van houtsnippers en houtpellets vormt geen onderdeel van de SDE+.
Biomassaprijzen	In het advies wordt een brandstofprijs voor houtpellets gebruikt van € 170, dit is de bovenkant van de verwachte prijsrange. In tegenstelling tot houtsnippers wordt hier de bovenkant van de prijsrange aangehouden.	Op basis van de ontwikkeling van de houtpelletprijzen hebben we deze in het eindadvies verhoogd.
Nieuwe categorie	Een stoomketel zit aan de bovenkant van de range qua investeringskosten, de investering voor een warmwaterketel is t.o.v. stoomketel inderdaad hoger. Is het mogelijk om voor stoomketels een aparte categorie te maken. (net als bij pellet kachels > 5 MW, hier is een categorie warmte en stoom)	Het is mogelijk om een warmtekotel of stoomketel aan te vragen binnen de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth'.
Uitgangspunten (ketel op biomassa)	Investeringskosten in leidingwerk en buffervaten kunnen er voor zorgen dat de investeringskosten hoger uitvallen. Dit is juist. Echter deze investeringen zijn vaak noodzakelijk voor de levering van de stoom. Er wordt aangegeven dat deze investeringen niet meegenomen worden in de berekeningen, conform de uitgangspunten van de SDE. Daarnaast zijn de buffervaten een goed middel om de warmte efficiënt te benutten, is dit niet juist het uitgangspunt van de SDE?	Het punt is meegegeven aan EZK.
Grondkosten (biomassaketel)	Directe kosten, waarom worden de grondkosten niet meegenomen, grond moet gehuurd, cq gekocht worden, hier zijn kosten mee gemoeid.	In de meeste gevallen wordt een stoomketel voor de productie van stoom niet op de grond van stoomafname, maar aangelegd op terrein gerealiseerd. Daarom wordt dit jaar in de O&M-kosten rekening gehouden met het pachten van terrein voor stoomketels.
Financiering	Beginvoorraadbiomassa, verbruik stoffen en voorraad onderdelen, dit zijn inderdaad geen kosten. Maar deze voorraden leggen wel beslag op werkkapitaal, dit werkkapitaal dient wel gefinancierd te worden, de kosten voor dit kapitaal worden nu niet meegenomen in de modellen	Dit heeft alleen invloed op het werkkapitaal en hebben geen invloed op de investeringskosten of operationele kosten over de volledige looptijd van het project.
Investeringskosten (onvoorzien)	Onvoorzien wordt niet meegenomen, in onze begrotingen worden hier technische kosten onder gevat dit niet voorzien waren. Ervaring leert dat dit in	Bij de vaststelling van de investeringsbedragen wordt tevens gebruik gemaakt van gegevens welke bekend

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	praktijk kosten zijn die gemaakt gaan worden tbv de te bouwen installatie.	zijn van gerealiseerde projecten.
Investeringskosten	Niet meegewogen worden zijn, weegbruggen, hekwerk en beveiliging, de weegbrug is noodzakelijk tbv de controle op de geleverde hoeveelheden biomassa, hekwerk/beveiliging tbv veiligheid van de installatie. Deze kosten zijn noodzakelijk voor het goed functioneren van de installatie.	Veel projecten hebben geen weegbrug. De overige kosten zijn ook van toepassing bij de vervangen fossiele variant en dus niet subsidiabel.
Basisbedragen (afronding)	Effect van de afronding van de SDE: In het model wordt op basis van de gehanteerde uitgangspunten het basisbedrag voor de SDE berekend, één van de uitgangspunten is een rendement op het eigen vermogen van 15%. Het berekende SDE basisbedrag wordt naar beneden afgerond. Wanneer je de berekening opnieuw zou uitvoeren met het afgeronde bedrag kom je volgens de gehanteerde uitgangspunten uit op een rendement van het eigen vermogen van 13,2%.	Dit is nou eenmaal het gevolg van het onvermijdelijke afronden. Soms zit dat mee, soms zit dat tegen.
Financiering	<p>Rendement op eigen vermogen.</p> <p>In de berekening wordt er vanuit gegaan dat er van uit dat alle "overmatige" cashflow direct wordt uitgekeerd, dit is in praktijk onrealistisch.</p> <p>In de praktijk is er geen sprake van "overmatige" cashflow, deze wordt belemmerd door het benodigde werkkapitaal: voorraad biomassa, voorraad onderdelen, debiteuren (afnemers stoom), afrekening SDE-voorschot (20%), verplicht te vormen DSRA, verplicht te vormen MRA, vooruit te betalen verzekeringspremies ed.</p> <p>Er wordt geen rekening gehouden met aanloopverliezen tijdens de bouw en de opstart van de installatie.</p> <p>Daarnaast heb je nog te maken met de verplichte uitkeringstoets en voorwaarden van de financiers (bank) voordat er dividend uitbetaald mag worden.</p> <p>Wanneer je hiermee rekening houdt bij de gehanteerde uitgangspunten kom je niet op een rendement op eigen vermogen van 15%, niet op 13,2% maar eerder richting de 5-6%.</p>	De cashflow in de berekening wordt voldoende geacht om de projectrisico's op te vangen. De vorm waarin ontwikkelaar en financier besluiten voorzieningen te treffen, is aan hun.
Financiering	DSCR berekening klopt niet, basis is resultaat NA belasting (in de berekening wordt het resultaat voor belasting meegenomen)	De DSCR-berekening in het OT-model zal worden aangepast.
Inflatie	Indexatie is 2%. In de berekening wordt ervan uit gegaan dat het project binnen een jaar na beschikking volledig in bedrijf is. De praktijk leert dat dit niet het geval is, dit kost meer tijd. Klopt de indexatie dan nog wel?	Uitstel van projecten kan geld kosten. Dit wordt niet als referentie verondersteld, aangezien de benodigde vergunning al binnen zijn.
O&M-kosten (biomassaketel)	Er wordt uitgegaan van 0,5 fte, waar is dit op gebaseerd.	Er wordt uitgegaan van een op afstand bestuurd installatie met een beperkte inzet van eigen personeel. Het

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
		onderhouds- en bedrijfsvoeringscontract voor het bedrijven van de installatie is onderdeel van de vaste O&M-kosten.
Biomassaketel (rendement)	Er wordt uitgegaan van een ketel rendement van 90% Bij de ketel in <i>Project</i> wordt een rendement gehanteerd van 86%.	Een rendement van ten minste 90% is state-of-the-art voor dergelijke installaties.
Algemeen	Gezien de grote hoeveelheid informatie en documenten ook binnen het gehele werkveld van de energietransitie is de consultatieperiode voor de SDE te kort om voldoende reacties uit het veld te krijgen.	We streven er in de toekomst naar om de consultatieperiode zo vroeg mogelijk bekend te maken, zodat partijen zich kunnen voorbereiden. Voor de reactietermijn zelf blijven wij streven naar 3 weken.
Algemeen	Waarom is de specifieke opdrachtverlening van EZK aan het PBL niet openbaar / waarom is de opdrachtverlening niet vooraf besproken met de sector? In eerdere jaren was dit soms wel het geval.	De adviesvraag van EZK aan het PBL is openbaar en staat integraal zowel in het conceptadvies als in het eindadvies (hoofdstuk 2).
Algemeen (rangschikking)	Uiteraard moet de regeling praktisch en uniform blijven. Er zijn echter secundaire CO ₂ -effecten bij een aantal opties die sterk van invloed zijn op de totale reductie van CO ₂ -equivalenten, en daarmee op hun plaats in de rangschikking op CO ₂ -kosteneffectiviteit. Is het simpelweg verwaarlozen daarvan dan wel de beste route? Het verhoogt de indruk van willekeur in de regeling.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Algemeen (uitgangspunten)	Belangrijk 'merendeel' criterium. Maar wordt daar momenteel in de praktijk aan voldaan?	Voor zover bekend is dit inderdaad het geval. Indien dit niet het geval is dan vragen we de markt om dit aan te tonen.
Algemeen (uitgangspunten)	Vanwege de hogere kostprijs wordt geen advies voor pyrolyse olie gevraagd. Vanwege het feit dat de markt van pyrolyse olie op punt van markt commercialisatie staat en de relatief korte realisatie termijn van ombouwprojecten van bestaande gas ketels pleit PBE voor een aparte categorie met een variabel SDE-bedrag over de looptijd gerelateerd aan de prijsontwikkeling van pyrolyse olie.	Doorrekening van pyrolyseolieketel is geen onderdeel van het advies. Het punt is meegegeven aan EZK.
Correctiebedragen	Bij hernieuwbare warmteopties met een baseload-karakter lijkt de jaargemiddelde TTF sowieso de meest logische referentie. Bij systemen die vooral seizoensgebonden in de winter produceren kan er sprake zijn van een marktwaarde die hoger ligt dan het jaargemiddelde. Maar bij kleine systemen zullen producenten veelal werken met een standaard-tarief voor hun gasverbruik dat niet varieert over het jaar.	Het PBL adviseert geen seizoensvariatie in de correctiebedragen toe te passen.
Biomassa (duurzaamheid)	Duurzaamheidseisen zijn kostprijsverhogend en worden vanuit wet en regelgeving voorgeschreven. Het is daarom niet terecht dat hier geen rekening mee wordt gehouden in de onrendabele top berekening.	Kosten voor duurzaamheids certificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Biomassa (duurzaamheid)	De duurzaamheidseisen REDII gelden voor nieuwe, grotere (>20MW) installaties. Voorkom dat een <i>unlevel playing field</i> gaat ontstaan en neem kosten om aan duurzaamheidseisen te voldoen mee in de ORT-berekeningen.	Kosten voor duurzaamheidscertificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
Algemeen (uitgangspunten)	Voor sommige toepassingen bestaan mindere eisen dan aan biomassa-installaties worden gesteld (mbt fijn stof). Houd rekening met extra rookgasreinigingseisen en investeringen hiervoor. Ook vanwege draagvlak in de omgeving.	We gaan uit van de geldende wet- en regelgeving.
Biomassaprijzen	De referentierij SDE++ van snoei- en dunningshout is naar beneden bijgesteld. Op korte termijn klopt dit, voor de langere termijn zal krapte ontstaan waardoor de prijs stijgt. Projecten die dan SDE 2020 hebben ontvangen hebben dan in het inkoopnadeel als latere SDE+-beschikkingen gebaseerd zijn op hogere biomassaprijzen. Voorgesteld wordt om de technisch-economische parameters van 2019 te blijven hantieren om geen ongelijk speelveld te creëren tussen gelijksoortige installaties.	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een <i>level playing field</i> over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	De huidige vergrote beschikbaarheid van B-hout is een tijdelijke zaak omdat in de landen om ons heen ook B-hout installaties worden ontwikkeld. Inderdaad is de prijsontwikkeling erg grillig, 0 €/ton is een redelijk bedrag om mee te rekenen over de looptijd.	Ter kennisgeving aangenomen.
Nieuwe categorie	Vanwege het feit dat de markt van pyrolyseolie op punt van markt commercialisatie staat en de relatief korte realisatie termijn van ombouwprojecten van bestaande gas ketels pleiten we voor een aparte categorie met een variabel SDE+-bedrag over de looptijd gerelateerd aan de prijsontwikkeling van pyrolyseolie.	Doorrekening van een categorie voor ketel op pyrolyseolie is geen onderdeel van het advies
Warmte uit houtpellets	Advies ketel warmte uit houtpellets is naar beneden bijgesteld terwijl technisch economische parameters hetzelfde zijn gebleven	Dit is als gevolg van belastingverlaging.
Correctiebedragen	Diverse tabellen voor berekeningswijze correctiebedrag. Een aantal keer HHV in formule en ook LHV mbt TTF. Wat is hier de achtergrond van, dit werkt verwarrend.	Waar warmte wordt geleverd, wordt in LHV gerapporteerd. Waar gas wordt geleverd, wordt in HHV gerapporteerd.
Biomassaketel	In de formule wordt in de berekeningswijze voor het correctie bedrag het gasketel rendement genoemd, wat is de referentiewaarde. Een duurzame oplossing is complexer en risicovoller dan een fossiele (gas) oplossing. Duurzame oplossing is complexer en risicovoller dan verder gaan op gas. Als het dus even duur is (gas + EB+ODE)/eff dan zal elke partij kiezen voor gas. Het is dus ook nodig deze risicopremie mee te rekenen in de kosten (reductie) voor de gebruiker. Deze risico afdekking wordt vaak door leningen of bankgaranties verkregen en kost dus geld.	De referentie van een ketel is 90%. Voor een ketel met condensatieterugwinning wordt 100% gebruikt. Dit komt evenwel niet terug in andere correctiebedragen, omdat EZK de differentiatie niet wenst. De SDE+ beoogt een gelijk speelveld te creëren tussen investeren in een duurzame of in een traditionele installatie. Extra risico's worden geacht door hogere financiële rendementen te worden gecompenseerd.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	Daarnaast is altijd een gas back-up nodig. Geen enkel systeem levert 8760 warmte (laat staan dat er zoveel vol-lasturen in SDE zitten). Dit kost ook geld (bv instandhouding) en dient ook in-geprijsd te worden.	Een backup ketel is fossiel en niet subsidiabel.
Correctiebedragen	Warmte uit pellets en stoom uit pellets hebben verschillende correctiebedragen terwijl het beide grote installaties betreft. Welke categorie is van toepassing als én warmte én stoom uit 1 ketel wordt gehaald.	EZK wenst niet te differentiëren tussen beide situaties, waardoor het vraagstuk niet meer speelt.
Biomassaprijzen	Gesteld wordt dat de houtsnippermarkt in Duitsland een continu dalende tendens laat zien. Dit is onjuist.	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een level playing field over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	In deze paragraaf wordt alleen ingegaan op de spotprijzen van houtsnippers. Voor een SDE+-aanvraag verzoekt de RVO echter om een contract voor de langere termijn. In de paragraaf over houtpellets wordt wel ingegaan op het verschil tussen spotprijzen en LT-prijzen. Dat behoeft hier nog aandacht c.q. toelichting.	Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een level playing field over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies opnieuw gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	De markt geeft aan dat de duurzaamheidseisen zowel voor snippers als pellets een meerprijs met zich brengt. Voor pellets wordt circa € 15/ton genoemd.	Kosten voor duurzaamheidscertificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
Biomassareferentie	Aangegeven wordt dat voor ketels van 0,5-5 MW er vrijwel geen (natte) houtsnippers worden ingezet. Wat is dan de reden dat de inzet van houtsnippers wel ten grondslag wordt gelegd aan de berekening van het basisbedrag voor deze categorie ?	Wanneer houtpellets de referentiebrandstof voor deze categorie wordt, kunnen geen ketels of snoei- en dunningshout meer aangevraagd worden, terwijl dat type biomassa wel beschikbaar is.
Biomassaketels (investeringskosten)	Er wordt niet ingegaan op rookgasreiniging. De Staassecretaris heeft de Tweede Kamer bericht dat er onderzoek plaats vindt naar de emissienormen voor houtketels > 0,5 MWth. De verwachting is dat dit zal leiden tot scherpere normen met ingang van 2021. De BBT is hierbij leidend zo stelt het Activiteitenbesluit. Dit zal tot hogere investeringsbedragen leiden. Kan het PBL dit voor 2020 in de investeringskosten meenemen ?	We volgen dit. Ten tijde van het eindadvies is deze wetgeving (nog) niet doorgevoerd.
Biomassaketels	Is het zeer beperkte aantal projecten (45) in deze categorie geen reden om aan te nemen dat de parameters voor deze categorie niet goed ingeschat zijn?	Ter kennisgeving aangenomen.
Biomassaketels	Aangegeven wordt dat het gemiddelde vermogen in deze categorie 890 kW bedraagt, aanzienlijk lager dan de bovengrens van 5 MWth. Waarom verbaast dit ? Er worden toch nauwelijks ketels gebouwd tussen de 2 en 5 MWth aangezien het correctiebedrag voor deze grootteklasse niet overeenkomt met de echte warmteprijs ?	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Warmtestaffel	Het aantal vollasturen kent een grote spreiding. Waarom wordt niet geadviseerd een warmtestaffel voor deze categorie te hanteren ?	Op dit moment is er een warmtestaffel in de categorie "Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth". Deze is in de testfase. Hier van zijn nog geen definitieve resultaten beschikbaar welke van invloed kunnen zijn op uitbreiding staffel naar andere categorieën.
Warmtestaffel	Het aantal vollasturen ligt lager dan de aangenomen waarde van 3000 VLU. Hoe wordt hier bij de berekening van het basisbedrag rekening mee gehouden ?	Op dit moment is er een warmtestaffel in de categorie "Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth". Deze is in de testfase. Hier van zijn nog geen definitieve resultaten beschikbaar welke van invloed kunnen zijn op uitbreiding staffel naar andere categorieën.
Biomassaketels (investeringskosten)	Gesteld wordt "vorig jaar is reeds gebleken dat de investeringskosten voor een grote ketel met houtinvoerlijn in de range van 300-450 €/kWth output liggen" Waaruit is dit gebleken ? Er heeft toch alleen een inventarisatie van door subsidie-aanvragers opgegeven gebudgetteerde bedragen plaats gevonden? Is het PBL bereid een kostenonderzoek te doen?	De marktconsultatie is een belangrijke component van het kostenonderzoek.
Biomassaketels	Uitgegaan wordt van beperkte rookgasreiniging. Als er natte snippers als grondstof gebruikt wordt, dan zal er toch een uitgebreide rookgasreiniging plaats moeten vinden om de emissienormen te halen? Waarom is in het investeringsbedrag hier, en evenmin met de voorziene aanscherping, geen rekening mee gehouden?	Er wordt rekening gehouden met benodigde rookgasreiniging. Met betrekking tot de aanscherping: We volgen dit. Ten tijde van het eindadvies is deze wetgeving (nog) niet doorgevoerd.
Verlengde levensduur	We vragen ons af wat de ratio is achter levensduurverlening voor een installatie > 5 MWth. Deze installatie moet sinds het aflopen van de overgangstermijn (1 januari 2017) voldoen aan de scherpste emissienormen. Retrofitten van een oude installatie is duurder dan investeren in een nieuwe installatie.	Ter kennisgeving aangenomen.
Grondkosten	Wat is de reden dat grondkosten niet in de kostenraming wordt meegenomen, terwijl dit bij andere SDE+-categorieën wel (deels) gebeurt ?	In de meeste gevallen wordt een stoomketel voor de productie van stoom niet op de grond van stoomafname, maar aangelegd op terrein gerealiseerd. Daarom wordt dit jaar in de O&M-kosten rekening gehouden met het pachten van terrein voor stoomketels.
Backupketel	Wat is de reden dat back-upvoorzieningen niet in de kosten zijn inbegrepen? Het correctiebedrag gaat toch uit van een continue levering van warmte ? Is het correctiebedrag dan wel correct als disrupties en het opvangen daarvan niet in de kosten wordt begrepen ?	Een fossiel gestookte back-upvoorziening is niet subsidiabel.
Referentiebrandstof	Belanghebbende bepleit voor installaties < 5 MWth houtpellets als referentiebrandstof in de berekening te	Indien houtpellets gebruikt worden, kunnen geen houtsnippers gebruikt meer

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	gebruiken. Deze categorie gebruikt geen verse houtsnippers, zoals het PBL zelf ook aangeeft.	worden in de betreffende categorie.
Biomassaprijzen	Het PBL gaat uit van een daling van de houtsnipperprijzen van € 50 vorig jaar naar € 41/ton dit jaar. Dit is onjuist. De prijzen in de markt zijn het afgelopen jaar licht gestegen.	Vorig jaar is een prijs van € 45/ton gehanteerd. Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een level playing field over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Biomassaprijzen	Voor B-hout wordt als prijs € 0/ton gegeven. Het is reëler aan te geven dat bijbetaald moet worden als B-hout wordt afgeleverd.	Ter kennisgeving aangenomen.
Biomassaprijzen	Voor houtpellets worden termijnprijzen gebruikt, terwijl voor houtsnippers alleen spotprijzen worden genoemd. Gelet op de Probos-studie wordt in de markt rekening gehouden met oplopende prijzen gedurende de komende jaren. Termijncontracten zijn aanmerkelijk duurder dan de genoemde chipsprijzen op de spotmarkt. Wij bepleiten pellets en chips op dezelfde wijze te analyseren, anders zou het verwijt kunnen worden gemaakt dat het PBL een zekere willekeur in haar werkwijze vertoont.	De houtpelletmarkt is een internationale markt met veel lange-termijncontracten. De houtsnippermarkt (snoei- en dunningshout) is een lokale markt. Daar waar voor houtsnippers (snoei- en dunningshout) contracten bekend zijn, zijn deze net als bij houtpellets meegenomen.
Duurzaamheid	Aangegeven wordt dat een opslag voor duurzaamheidseisen nog niet is meegenomen in de berekening van het basisbedrag. In de subsidievoorwaarden is het voldoen aan duurzaamheidseisen door het ministerie echter wel opgenomen. Kan het PBL hier een consistente beleidslijn in trekken ?	Kosten voor duurzaamheidscertificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
B-hout	Het is niet logisch voor de categorie ketel op B-hout aan te geven dat men dit liever niet wil, terwijl tegelijkertijd wel de categorie vergassing van B-hout wordt meegenomen en open gesteld. Vergassing van B-hout en opwekking hiermee van syngas is per saldo voor de maatschappij per kWh duurzame energie veel duurder dan rechtstreekse opwekking van warmte met een ketel, werkend op B-hout.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Biomassavergassing	Belanghebbende is van mening dat de onderbouwing van de technisch-economische parameters van deze categorie 'Biomassavergassing' onjuist is, en tot een veel te hoog basisbedrag leidt. Zeker in vergelijking met andere categorieën waar kosten of niet worden meegenomen, dan wel irreëel laag geraamd.	De investeringskosten voor vergassingsinstallaties zijn dit jaar verlaagd ten opzichte van vorig jaar.
Biomassaverbranding	Voor ketels vanaf 0,5 MW zullen fijnstof- en NOx eisen aangescherpt worden – zo is de verwachting – zodat in deze categorie SNCR/SCR noodzakelijk wordt.	We volgen dit. Ten tijde van het eindadvies is deze wetgeving (nog) niet doorgevoerd.
Biomassaverbranding	Het voorziene investeringsbedrag wordt (beperkt) verlaagd van € 415/kW naar € 400/kW. In de markt stijgen de bouwkosten (ketelhuis) en	We zijn terughoudend met het adviseren van een categorieën gericht op specifieke doelgroepen, aangezien de SDE++-

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	de installatiekosten van ketels en rand-apparatuur. De huidige basisbedragen maken investeringen alleen mogelijk in een zeer beperkte groep bedrijven, zoals het PBL ook opmerkt. Het is logischer dan te gaan werken met twee categorieën, één voor de veehouderij en één categorie voor 'andere bedrijven dan landbouw/veehouderij' waar de investeringen veel hoger zijn.	regeling generiek is. Het beschikbare feitenmateriaal was onvoldoende om al voor SDE++ 2020 aan te kunnen geven of deze opsplitsing een robuuste methode is om de spreiding in inpassingskosten binnen deze categorieën te verkleinen.
Referentiebrandstof	Referentiebrandstof zou houtpellets moeten zijn	Indien houtpellets gebruikt worden, kunnen geen houtsnippers gebruikt meer worden in de betreffende categorie.
O&M-kosten	Van een daling van de O&M-kosten is bij belanghebbende niets gebleken. De kosten van asafzet stijgen, evenals de kosten van chemische hulpmiddelen.	Verhoging van kosten voor asafvoer ten gevolg van de verhoging van de afvalstoffenheffing wordt in het eindadvies meegenomen in de variable O&M-kosten.
Biomassaprijzen	Een brandstofprijs van € 41/ton voor houtsnippers gedurende 12 jaar is volstrekt denkbeeldig.	Vorig jaar is een prijs van € 45/ton gehanteerd. Gegeven mogelijke regionale verschillen en teneinde een <i>level playing field</i> over nieuwe en bestaande projecten te bereiken wordt in het eindadvies opnieuw gerekend met een prijs van 45 €/ton.
Stoom uit pellets (investeringkosten)	Vorig jaar zijn de investeringskosten voor deze categorie (stoom uit pellets) gesteld op € 590/kW, waarvoor maar een zeer beperkt aantal subsidieaanvragen is ingediend. Dit aangezien dit bedrag te laag is geraamd. Het afgelopen jaar zijn deze kosten verder gestegen, het constant houden van dit bedrag weerspiegelt dan ook niet de markt.	De geadviseerde investeringskosten zijn voor de meeste projecten voldoende om aan alle meegewogen kosten te voldoen. In het eindadvies is het investeringsbedrag licht verhoogd omdat in het eindadvies ook een stoomleiding wordt meegenomen.
Biomassavergassing	De toekomstige markt voor vergassing lijkt zeer beperkt aangezien rechtstreekse warmteopwekking goedkoper is dan de "omweg" via vergassing. Als het gas voor andere toepassingen dan energieopwekking gebruikt gaat worden kan er een andere situatie ontstaan.	Ter kennisgeving aangenomen.
Biomassaprijzen	Een typische opslag voor duurzaamheids certificering is € 15/ton voor houtpellets, en € 10-20 /ton voor houtchips (uitgaande van een leveringscontract voor de langere termijn)	Kosten voor duurzaamheids certificering van houtpellets worden dit jaar meegenomen.
Biomassaprijzen	Hier worden de duurzaamheids criteria uit het energieakkoord genoemd. Dit stuk laat echter onvermeld dat de bovenwettelijke criteria, die ook in het energieakkoord zijn afgesproken, nog niet worden getoetst. Dit is wel onderdeel van de afspraken uit het energieakkoord.	We hebben een opmerking toegevoegd over de bovenwettelijke criteria.
Biomassaprijzen	De kosten van een ton pellets worden geraamd op 170 euro/ton. Echter deze kosten kunnen aanzienlijk lager liggen indien pellets uit zaagsel worden geproduceerd. Met name als een partij zelf beschikt over een <i>pelletmill</i> kan er	Binnen SDE+ worden de langetermijnhandelsprijzen voor houtpellets gehanteerd. Deze zijn gelijk of lager dan de huidige spot marktprijzen. Financiering

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>ver onder de 170 euro per ton pellets geleverd worden. De prijs van zaagsel per ton wordt bepaald door de kostprijs van zaagsel (€31-40), de transportkosten (€35-45), risico van opslag en kapitaallasten (€15-25) en de verwerking van het zaagsel naar een zaagsel-pellet (€26-40). Dit betekent dat zaagselpellets per ton ongeveer €107 tot €150 aan werkelijke kosten. Hoe wordt er voorkomen dat hier sprake is van overstimulering?</p>	<p>van (grote) projecten op houtpellets kan alleen verkregen worden wanneer deze onderbouwd zijn met langetermijncontracten. In sommige gevallen kan sprake zijn van batches die onder de gangbare prijzen gekocht kunnen worden, maar dat geldt niet voor langdurende contracten (tenzij belanghebbende hier duidelijke voorbeelden van zou hebben).</p>
Biomassaverbranding	<p>De subsidie voor stook van biomassa kan nodig zijn om betaalbaar duurzame warmte te kunnen produceren op plekken waar geen andere optie in duurzame warmte kan voorzien. Op plekken waar wel andere opties zijn om in duurzame warmte te voorzien, veroorzaakt subsidie voor biomassastook ongewenste concurrentie. Zowel de luchtkwaliteit als kosten en tempo van de energietransitie lijden daaronder. In het conceptadvies 'verbranding en vergassing van biomassa' is niet terug te vinden hoe dit wordt voorkomen of gerepareerd. Wij stellen voor de subsidie voor biomassastook te beperken tot die situaties, waarbij geen andere duurzame mogelijkheid is om in de vraag te voorzien.</p>	<p>Dit punt is meegegeven aan EZK. Het PBL berekent onrendabele top van een typische installatie, ongeacht zijn wenselijkheid.</p>
Biomassaverbranding	<p>Subsidie voor biomassastook waaruit alleen maar warmte op lage temperatuur wordt geproduceerd, is alleen gewenst voor installaties met een beperkt aantal draaiuren per jaar. Als er veel vraaguren zijn, zijn er duurzamere en goedkopere oplossingen. Dat zijn veelal oplossingen die een hoge aanvangsinvestering vergen, maar lagere operationele kosten hebben. Het aantal (gesubsidieerde) draaiuren per jaar van een ketel die biomassa stookt voor warmte zou daarom sterk beperkt moeten worden, zodat er geen jaar-ronde warmtelevering met biomassastook wordt gestimuleerd. Betere opties als restwarmte, geothermie aftapwarmte en bodem- of aquathermie-warmtepompen zijn niet overal mogelijk, maar luchtwarmtepompen wel. Dat betekent dat er in principe altijd een alternatief is voor deze stook.</p> <p>Biomassa kan een waardevolle aanvulling zijn op de hierboven genoemde opties als nood- en piekvoorziening en voor installaties met weinig draaiuren per jaar, mede omdat houtachtige biomassa goed bewaarbaar is. Maar dat vergt (een ruimere) subsidie bij weinig draaiuren per jaar en minder subsidie naarmate de draaiuren richting duizend uur gaan. Door veel draaiuren per jaar te subsidiëren, worden de biomassaketels niet ingezet in de functie waar</p>	<p>Dit punt is meegegeven aan EZK.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>ze juist wel waardevol zijn (piekvoorziening) maar worden ze subsidiegedreven gepositioneerd waar ze juist niet thuis horen: als een jaaronde productievoorziening. Jaarrond stoken voor warmte is niet gewenst omdat dat leidt tot onnodig veel (schoon) hout dat alleen laagwaardig wordt benut, tot meer luchtverontreiniging, tot meer (niet-tellende) CO₂ in de atmosfeer en tot veel geld voor een oplossing waar steeds opnieuw geld en schaars materiaal in moet om te blijven presteren. Bovendien ervaren de betere productiemethoden/leveringsopties voor warmte daardoor onnodige concurrentie. Wij stellen voor het aantal draaiuren waarop (een hoger bedrag aan) subsidie kan worden verkregen voor biomassaketels voor warmtelevering te begrenzen op 500 uur en het bedrag verder gestaffeld terug te brengen tot nul bij 1500 uur stook.</p>	
Biomassaverbranding	<p>De stook van schoon hout voor energietoepassing is met het oog op materiaalgebruik niet wenselijk. Het is wel gewenst om stromen te verbranden die niet meer op andere wijze kunnen worden gebruikt. De huidige SDE++-tarieven belemmeren gecascadeerde toepassing van biomassa. De subsidie voor stook van schoon, primair materiaal verstoort deze betere, gecascadeerde werkwijze. Wij stellen voor niet langer subsidie te verlenen voor stook van primaire (d.w.z. niet in andere functie benutte) biomassastromen. Daarvoor in de plaats zou een ruimere subsidie kunnen worden gegeven voor vervuilde, afgedankte, niet anders toepasbare biomassa. Voor gecascadeerde biomassa vloeien immers kosten voort uit rookgasreiniging, acceptatiecriteria etc. Door deze subsidie alleen in te stellen voor installaties >5 MW past de omvang van de installatie bij toepassing van rookgasreiniging en acceptatiecriteria en het uitvoeren van toezicht.</p> <p>Door alle biomassastook >5 MW vervolgens onder de vergunningplicht van de Wet Milieubeheer te brengen, kunnen zaken als vereiste rookgasreiniging, acceptatiecriteria etc. in relatie tot het te stoken materiaal worden vastgelegd en kan inpassing in het duurzame energiesysteem worden verzorgd.</p>	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Warmtestaffel	De warmtestaffel is een stap in de richting naar biomassacentrales als piekbron voor warmtelevering. Een variant hierop zou kunnen zijn dat het aantal draaiuren gekoppeld wordt aan de lengte van de beschikking. Idealiter wordt de subsidie voor een bepaald maximum aantal vollasturen in een jaar gegeven en is de subsidieduur	Op dit moment is er een warmtestaffel in de categorie 'Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥5 MWth'. Deze is in de testfase. Hiervan zijn nog geen definitieve resultaten beschikbaar die van invloed kunnen zijn

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	flexibel; indien er minder vollasturen worden gemaakt wordt de subsidieperiode evenredig verlengd. Zodanig dat de totale hoeveelheid subsidie (netto contant) gelijk blijft. Hierdoor is dit een budgetneutrale maatregel. Deze maatregel zorgt ervoor dat het aantrekkelijk is om al eerder dan aan het einde van de subsidieperiode biomassa te laten verschuiven van basislast-bron naar piekbron, en innovatieve duurzame technieken in te voeren. Wij pleiten ervoor dat ook deze optie in overweging wordt genomen.	op uitbreiding staffel naar andere categorieën.
Biomassaverbranding	Voor de productie van stoom geldt soms hetzelfde als wat voor de productie van warmte (< 100 °C) altijd geldt: soms concurreert stoom uit biomassa met andere duurzame oplossingen voor de productie van stoom. Waar dat het geval is, moet de subsidie alleen toegekend kunnen worden /moet van de subsidieverlening kunnen worden afgezien als de andere optie de voorkeur geniet. Bvoorbeeld omdat die alternatieve optie minder subsidie vergt, een langeretermijnoplossing is, minder emissies oplevert, minder landgebruik veroorzaakt (voor de productie van biomassa), minder emissie van kortcyclische CO ₂ , etc. Wij vragen u ervoor te zorgen dat SDE++ niet kan worden verleend in situaties waarin een geschiktere duurzame stoombron kan worden gerealiseerd.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Biomassaverbranding	Voor de directe stook (zonder tussenkomst van een warmte- of een stoomsysteem) kan biomassa een goede vervanging zijn van fossiele brandstoffen. Daarvoor is wel vereist dat de vereiste proceswarmte van die industriële toepassing niet met bijvoorbeeld warmtepompen kan worden bereikt. Uit de beschrijving blijkt wel dat dit de bedoeling is, maar door te verzuimen dat feitelijk vast te leggen, kan onbedoeld subsidie moeten worden verstrekt voor productie van warmte. Wij verzoeken aan deze categorie toe te voegen dat de geproduceerde warmte op een temperatuur van minimaal 150 ° C moet worden toegepast. Daarnaast vragen wij ons af of dan wel waarom continuprocessen maar voor een deel van de stooktijd gesubsidieerd kunnen worden en waarom grotere vermogens van subsidie worden uitgesloten.	Het punt is meegegeven aan EZK.

B.7 Biomassavergisting en -compostering

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Investeringskosten	Allesvergisters zijn qua investering nog duurder dan covergisters. De uitvoering van allesvergisting verschilt enorm, vergisters met complete waterzuivering en gebruik van laagwaardige stromen tot allesvergisters met alleen plantaardige producten waarvan het digestaat op het land uitgereden mag worden. Per saldo ligt de gemiddelde kostprijs per m ³ of kWh op vergelijkbaar niveau, alleen de opbouw is anders (lagere inputkosten worden teniet gedaan door extra proceskosten).	Voor kennisgeving aangenomen.
Kostenbasis	De grondstofkosten en investering afwijkingen gelden ook voor andere technologieën. Daar komt bij dat de bouwkosten sinds medio 2018 behoorlijk gestegen zijn, ca. 10%. Wij begrijpen dat men geen oplopende grondstofprijzen wil vergoeden omdat hierdoor het <i>level playing field</i> wordt verstoord. Feitelijk is dat al gebeurt toen in 2018 SDE+-aanvragen de grondslag voor de berekeningen werden en niet gerealiseerde projecten. De toen doorgevoerde verlaging van basisbedragen sluit niet aan bij de praktijk. Eigenlijk moeten we terug naar het niveau van 2017 met bijbehorende voorwaarden. Met de huidige opgelopen grondstofkosten en hogere bouwkosten is het al lastig genoeg om projecten met het tarief en voorwaarden van 2017 rond te rekenen.	De keuze voor de hoogte van de grondstofkosten wordt duidelijk beargumenteed in het (concept)advies. De SDE+-aanvragen vormen niet de grondslag voor de berekeningen, maar zijn wel gebruikt om aannames en de referentie te verifiëren.
Algemeen	Hier wordt uitsluitend gesproken over vergisting terwijl in de notitie ook warmte uit compostering wordt behandeld.	Tekst is aangepast.
Uitgangspunten	SDE++ beoogt een subsidie te zijn voor duurzame energie en CO ₂ -reductie. De uitwerking voor wat betreft vergisting is echter dat ook projecten die weinig of niet duurzaam zijn en weinig of zelfs geen CO ₂ -reductie hebben subsidie kunnen krijgen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Uitgangspunten	Volgens de gebruikelijke berekening is de grondstofprijs gedaald. Er staat ook dat uit marktconsultatie blijkt dat het onwenselijk is om nieuwe vergistingsinstallaties een hogere SDE++-vergoeding te geven dan bestaande. Dit is een belangrijk signaal. Het zou goed zijn om dit als algemene regeling voor biomassavergisting vast te leggen als algemeen criterium dat SDE++ vergoedingen in de toekomst niet hoger worden, maar alleen lager. Of op zijn minst dat nooit met gestegen straatprijzen rekening zal worden gehouden bij bepalen van SDE+	Effectief leidt onze werkwijze tot hetzelfde resultaat. Het is ook de algemene insteek van de SDE++-systematiek dat subsidies op termijn – als technologieën volwassen worden – steeds minder en uiteindelijk geen subsidie meer nodig hebben.
Biomassaprijzen	Stabiele prijzen zijn niet logisch, want uit het conceptadvies blijkt de prijs lager te zijn. Of hebben de geconsulteerde marktpartijen betrouwbare	We leggen duidelijk uit waarom we geen lagere prijs hanteren. En marktpartijen geven inderdaad aan

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	cijfers overlegd waaruit het tegendeel blijkt?	dat de werkelijke grondstofprijzen juist omhoog is gegaan. Maar daar gaan wij dus ook niet in mee.
Biomassaprijzen	<p>De gehanteerde energie inhoud van de vergistingsinput is relatief laag met als gevolg een laag tarief. Echter, bij grootschalige vergisting wordt uitgegaan van hogere energetische input (110-140 m³/ton met als gevolg een hoger tarief.</p> <p>Eigen referentie circa € [x1]-[x2] per ton (hierin zijn kosten voor afvoer van mest meegenomen). Dit hangt af van het type en de locatie van de installatie.</p>	Wij gaan uit van 27,8 €/ton en 3,4 GJ biogas per ton. Een kuub biogas is ca. 21 MJ, dus 3400 MJ is 3400/21 = 162 m ³ /ton.
Biogasopbrengst mest	<p>30 m³ biogas per ton dierlijke mest is te laag. Voor monovergisting <400kW wordt (dag)verse mest gebruikt. De biogasopbrengst daarvan is circa 30-40 m³ per ton mest. Voor varkensmest blijkt dit uit een rapportage van Groen Gas Nederland.</p> <p>Voor rundveemest wordt in de online rekentool van CSS-advies gerekend met 35 m³ per ton verse mest. Voor monomestvergisting <400kW is 35 m³ biogas per ton mest dus veel realistischer. Bovendien worden ook wel stromest en voerresten mee vergist, waarmee een hogere biogasopbrengst haalbaar is.</p> <p>Voor monovergisting >400kW wordt uitgegaan van 80% drijfmest en 20% dikke fractie. In de praktijk is die verhouding anders, met een hoger aandeel dikke fractie. De biogasopbrengst zal dan hoger zijn dan 30 m³ per ton. Om de mest te kunnen roeren wordt het mengsel wel weer verdund met dunne fractie van het gescheiden digestaat.</p>	<p>De biogasopbrengst van mest is van veel factoren afhankelijk.</p> <p>We passen de gemiddelde biogasopbrengst van mest aan naar 25 m³ per ton. Dit is meer realistisch omdat hogere opbrengsten in de praktijk alleen kunnen worden gehaald als alle mest direct de vergister in gaat. Voor hooguit een klein deel van de mest is dit haalbaar. Alleen als er forse investeringen plaatvinden in het stalsysteem kan een hogere opbrengst worden gerealiseerd (uiteraard alleen voor mest van eigen bedrijf). 25 m³/t komt overeen met 0,53 GJ/ton.</p>
Referentie-installatie	U gaat er vanuit dat een grootschalige mestvergistingsinstallatie enkel zal worden geplaatst bij een mestverwerkingsinstallatie. Dit heeft als gevolg dat hier alleen overschotmest zal worden gebruikt als grondstof. In de praktijk zal hierdoor het aantal mogelijke initiatieven sterk wordt beperkt. Voor <i>greenfield</i> -initiatieven zonder mestverwerking is het gecalculerde tarief immers niet toereikend.	Een grootschalige mestvergistingsinstallatie bevindt zich van nature in een overschotgebied, dus de combinatie met verwerking ligt voor de hand. Indien mest in de regio beperkt beschikbaar is, is het zinvoller een kleinschalige installatie te bouwen.
Biomassaprijzen	Uitgangspunt is neutrale kosten voor mestaanvoer en -afvoer. Waarom dan wel kosten van overige grondstoffen meerekenen. Het digestaat wordt als mest aangemerkt als de input voor tenminste 50% uit mest bestaat. Het is ook inconsequent ten opzichte van de compostingsbedrijven waar de kosten en opbrengsten van ingaande en uitgaande stromen nihil worden verondersteld.	SDE++-berekeningen en -advisering is alleen voor monomestvergisting of allesvergisting. Bij allesvergisting gaan we uit van een kostprijs voor aankoop van de grondstoffen/biomassa. Allesvergisting leidt dus niet tot digestaat want er wordt geen mest vergist in de referentiesituatie.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Algemeen (vergisting)	<p>SDE++-systematiek is niet bedoeld voor subsidiëring van mestverwerking. In de praktijk werkt het echter wel zo. Dit komt mede doordat digestaat zich beter later scheiden en bewerken dan mest.</p> <p>Verder wordt het gebruik van warmte voor het hygiëniseren of drogen van digestaat met SDE-subsidie gesteund. Hiermee wordt dus direct mestverwerking gesubsidieerd d.m.v. de SDE, wat in tegenspraak is met het uitgangspunt.</p> <p>Monovergisting op de boerderij (jumpstart) blijkt in de praktijk rendabeler voor bedrijven met een groot mestoverschot. Toen de eerste jumpstartboer stopte met zijn vergister was dat volgens Jumpstart het gevolg van het niet meer rendabel zijn doordat de boer veel grond had bijgekocht.</p>	<p>De referentie-installatie is zo gedefinieerd dat in beginsel mestverwerking niet gesubsidieerd wordt, enkel de vergisting wordt gesubsidieerd.</p> <p>De definitie van nuttige toepassing van warmte is onderdeel van landelijke wet- en regelgeving wat wij als gegeven beschouwen. De SDE++ biedt enkel compensatie voor het drogen van digestaat ten opzichte van de kosten van het drogen van digestaat met aardgas. Daarmee gaat er van de SDE++ geen additionele prikkel uit om digestaat te drogen.</p> <p>Digestaat is volgens ons niet beter te scheiden dan mest.</p>
Biomassaprijzen	Er wordt een prijs van € 0/ton voor de mest verondersteld. Hier wordt voorbij gegaan aan het feit dat er tot 50% coproducten worden toegevoegd, waardoor het volume van het digestaat aanmerkelijk toeneemt en dus tevens de kosten voor afvoer hiervan.	Wij herkennen dat in praktijk veelal van covergisting wordt uitgegaan. Echter bij de keuze die vorig jaar is gemaakt om covergisting als aparte categorie te schrappen (effectief samengevoegd met allesvergisting) is allesvergisting de referentie geworden. Van daar de veronderstelde € 0/ton voor de mest.
Categorisering	Sinds 2019 omvat deze categorie zowel allesvergisting als (co)vergisting. De basis van dit besluit ligt in de aanname dat er nagenoeg geen verschil zit in de investeringskosten voor alles- en covergisting. De praktijkcijfers laten zien dat de gekozen referentiesituatie niet representatief is.	Voor de categorie grootschalige vergisting wordt allesvergisting als referentiesituatie gekozen. Deze keuze is vorig jaar gemaakt en verandert nu niet.
Nieuwe categorie	Groen gas speelt een belangrijke rol in de energietransitie. We zien een trend naar grotere installaties. Deze hebben een grotere aansluiting nodig, waarvan de meerkosten nu niet opgenomen (er wordt van een aansluiting op het 8 bar net uitgegaan). Oplossing hiervoor zou een nieuwe categorie voor grote projecten zijn.	In de praktijk zal niet snel worden gekozen voor een aansluiting op een hoger drukniveau. Dit is ook afhankelijk van afstand tot het net en bijbehorende kosten. Wij zien geen reden om voor een enkel geval een aparte categorie open te stellen, of om de extra kosten in de bestaande referentiecase mee te nemen.
Investeringskosten	Er worden investeringskosten verondersteld van totaal € 1024 per kW input/output. In onze referentie installaties zitten wij op circa € [x1]-[x2] per kW. De verschillen kunnen deels verklaart worden door toenemende eisen voor emissies van lucht en stof (luchtwassers, overdekte opslag).	Er zijn echter ook projecten met investeringskosten die in lijn zijn met onze data. Let wel: kosten voor infrastructuur en grond nemen wij niet mee in de investeringen.
O&M-kosten	Er worden de vaste O&M-kosten verondersteld op €111 per kW input.	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	Onze referentie installaties zitten op €200-250 per kW.	
Interne warmtevraag	<p>Op basis van het genoemde rendement, vermogen en interne warmtevraag klopt het aantal vollasturen beschikbaar voor levering van warmte niet:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interne warmte benodigd: $5,5 \text{ MW} * 5\% = 0,275 \text{ MW}$ • Geproduceerde warmte: $2,64 \text{ MW}$ • Aantal vollasturen: $(2,64 - 0,275) / 2,64 * 8000 = 7166 \text{ uur}$ <p>Hierdoor wordt het $0,01 \text{ €/kWh}$ basisbedrag te laag berekend.</p>	De interne warmtevraag (de 5%) is geen directe input in het OT-model, daarom is dit niet duidelijk af te leiden. Uitgangspunt is dat de subsidie (voor warmte) wordt gegeven over 7300 uur, terwijl de bruto warmteproductie $5500 \text{ kW} * (8000 / 7300) * 48\%$ is. Dit is bruto 2893 kWth, ofwel 2640 kWth netto.
Uitgangspunten	U geeft aan dat u uitgaat van de situatie dat de warmte wordt gebruikt voor inzet in de bestaande industriële installatie en dat kosten voor de distributie van de warmte/het biogas niet wordt meegenomen. De locaties waar een vergistingsinstallatie gewenst is komen echt in het merendeel van de gevallen niet overeen met de locatie van industriële warmtevraag. U vindt het niet wenselijk als de warmte uit grootschalige vergisting wordt ingezet voor industrie, die vaak op enkele km afstand zit? Wij pleiten ervoor dat kosten voor het transport van biogas naar een hoogwaardige toepassing wordt meegenomen in het basisbedrag.	De begrenzing van de (subsiabele) installatie is een beleidskeuze. Infrastructuurle werken worden niet meegenomen in de berekeningen van basisbedragen, ook niet bij andere categorieën.
Interne energievraag	De benodigde energie wordt als kostenpost gerekend. Maar waarom niet er rekening mee houden dat er per saldo minder duurzame energie is. Het biogas kan ook worden benut om de benodigde elektriciteit en warmte op te wekken. Dit geldt ook voor een aantal andere categorieën.	Energiegebruik wordt weldegelijk tegen elkaar weggestrept.
Interne energievraag	De gebruikte prijs voor inkoop van warmte is niet reëel en vertegenwoordigd niet de werkelijk kosten. Uit een recente uitvraag naar verschillende biomassaketels blijkt dat de warmteprijs ten minste 10 €/GJ moet zijn voor een positieve exploitatie.	De warmteprijs is verhoogd van 5 vorig jaar naar $7,5 \text{ €/GJ}$.
Referentie-installatie	Volgens uw berekening is 15.771 ton mest nodig voor deze case. Dit staat gelijk aan 526 koeien met jongvee. Er zijn nagenoeg geen boerderijen met deze dierenaantallen. Daarmee kan dus ook niet het merendeel van de projecten gerealiseerd worden. Er zal dus minstens 50% mest moeten worden aangevoerd om kleinschalig groen gas te kunnen maken. De grondstofkosten voor kleinschalig vergisting (hernieuwbaar gas) worden daarmee ten onrechte op 0 €/ton gezet. De kosten voor aan- en afvoer van mest zijn gemiddeld 6 €/ton . Er zal daarmee gemiddeld 3 €/ton grondstofkosten nodig zijn.	De referentie grootte van deze installatie ligt aan de bovengrens. Dit hebben we t.b.v. het eindadvies naar beneden bijgesteld. De netto neutrale grondstofprijs wordt niet aangepast.
Biogasopbrengst	De gasopbrengst voor kleinschalige vergisting komt niet overeen met de uitgangspunten en het investeringsbe-	We passen de gemiddelde biogasopbrengst van mest aan naar 25 m^3 per ton. Dit is meer realistisch omdat

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	<p>drag. 30 m³/ton is niet reëel voor gemiddelde praktijksituatie, niet alle mest is vers in de vergister te krijgen. Het merendeel van de stallen in Nederland heeft roostervloeren met opslagkelder eronder. Hierbij is het niet mogelijk om de mest vers (binnen 1 dag) in de vergister te krijgen. Er zal altijd een mengsel van veel oude mest met een klein beetje dagverse mest worden ingevoerd. Nieuwe stallen worden tegenwoordig vaak uitgevoerd met emissiearme stalvloeren, met klepjes tussen de roosters om ammoniakemissie tegen te gaan, ook hierbij is oogsten van verse mest niet mogelijk. Derhalve ligt de gasopbrengst voor rundveemest op 25 m³ biogas per ton mest, 0,52 GJ/ton.</p> <p>Alternatief is om investeringen die nodig zijn om de mest dagvers te oogsten (dichte vloer met kleine vooropslag) mee te nemen in de investeringskosten. Deze kosten lopen op tot circa 50-100 k€. We bieden u op verzoek inzage in deze kosten aan.</p>	<p>hogere opbrengsten in de praktijk alleen kunnen worden gehaald als alle mest direct de vergister in gaat. Voor hooguit een klein deel van de mest is dit haalbaar. Alleen als er forse investeringen plaatvinden in het stalsysteem kan een hogere opbrengst worden gerealiseerd (uiteraard alleen voor mest van eigen bedrijf). 25 m³/t komt overeen met 0,53 GJ/ton.</p>
Interne warmtevraag	<p>De interne warmtevraag bij 100% mest ligt hoger dan 18%. 18% is een juiste aanname indien 5% hoogwaardige cosubstraten wordt toegevoegd, waarmee de gasproductie verdubbeld. Voor een kleinschalige 100% mest vergister (1 tank) 15.771 ton/jaar is de interne warmtevraag 27% van de input.</p>	<p>Door een beter ontwerp of door beter te isoleren zou het eigen warmtegebruik beperkt kunnen worden. Fundamenteel gezien vinden wij het vreemd om een vergister te subsidieren en te bouwen die een groot deel van zijn productie zelf nodig heeft om de vergister aan de gang te houden. Vandaar dat we met zo laag mogelijke interne warmtevraag rekenen.</p>
Interne warmtevraag	<p>Door de hoge interne warmtevraag van kleinschalige vergisting is het aantal vollasturen warmte niet correct berekend. In de praktijk kan, zonder additionele investeringen niet meer dan 3500 vollasturen warmte worden geleverd.</p> <p>U schrijft bovendien dat deze warmte wordt ingezet voor hygiënisatie van mest. Waarom zou een grondgebonden bedrijf met kleine vergister dit gaan doen? Als de motivatie alleen is om voldoende SDE-inkomsten te krijgen, is deze investering dan ook meegenomen?</p>	<p>Door een beter ontwerp of door beter te isoleren zou het eigen warmtegebruik beperkt kunnen worden. Fundamenteel gezien vinden wij het vreemd om een vergister te subsidieren en te bouwen die een groot deel van zijn productie zelf nodig heeft om de vergister aan de gang te houden. Vandaar dat we met zo laag mogelijke interne warmtevraag rekenen.</p> <p>De tekst is aangepast.</p>
Warmtebenutting	<p>Waarom wordt aangenomen dat de warmte voor het drogen van digestaat voor een grondgebonden bedrijf zal plaatsvinden in plaats van nuttig ingezet om aardgas te vervangen. Zijn de kosten hiervoor dan ook meegenomen in de investering?</p>	<p>De tekst is aangepast.</p>
Warmtebenutting	<p>Bijna alle ingediende warmteprojecten op kleine schaal zijn voor externe levering. Dat kan momenteel alleen met</p>	<p>Ieder project / installatie kan zelf bepalen waar de waar de elektriciteit en warmte worden weggezet.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	aanvullende subsidies, maak dit mogelijk vanuit de SDE+. Bovendien schrijft u in de notitie Overzicht basisbedragen en algemene parameters en uitgangspunten: 'Ga bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting uit van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub)', terwijl u in het vergistingsdocument stelt dat de warmte wordt gebruikt voor het drogen van digestaat. Wij zijn sterk voor bovenstaande optie, aangezien dit ook in bijna alle warmte aanvragen het geval is.	De optie om intern dan wel extern te leveren blijft dus aan de ondernemer. De marktprijs van de warmte (het correctiebedrag) is gebaseerd op de lagere prijs die een grote afnemer zou betalen.
Interne warmtevraag	Door de hoge interne warmtevraag van monomestvergisting is het outputvermogen van te leveren warmte niet correct berekend. In de praktijk kan gemiddeld 68 kW warmte geleverd worden, na aftrek van interne warmte.	Door een beter ontwerp of door beter te isoleren zou het eigen warmtegebruik beperkt kunnen worden. Fundamenteel gezien vinden wij het vreemd om een vergister te subsidieren en te bouwen die een groot deel van zijn productie zelf nodig heeft om de vergister aan de gang te houden. Vandaar dat we met zo laag mogelijke interne warmtevraag rekenen.
Interne warmtevraag	U geeft aan dat warmte ingekocht wordt voor 5 €/GJ. In de praktijk is dit hoger. Voor hernieuwbaar gas is 1650 kW warmte gemiddeld nodig. Restwarmte kan wel beschikbaar zijn voor 5 €/GJ maar dan is deze nog niet uitgekoppeld.	Grote installaties hebben veelal meerdere opties om aan warmte te komen, waardoor we een lagere warmteprijs veronderstellen dan bij kleinschalige installaties. Bij een kleinschalige installatie kan warmte moeilijker extern worden ingekocht. De keuze zal dus al snel zijn om het zelf te maken (houtketel).
Biomassaprijzen	De grondstofkosten voor grootschalige mestvergisting worden op 0 €/ton gesteld, omdat er vanuit gegaan wordt dat er alleen wordt gebouwd bij een mestverwerkingsinitiatief. Het aantal mestverwerkingsinitiatieven is echter beperkt, waardoor met dit uitgangspunt het merendeel van de projecten niet gerealiseerd kan worden. Dit is ook zichtbaar in het aantal nieuwe initiatieven van de afgelopen 3 jaar, er komen er maar weinig bij. Deze projecten zullen altijd te maken hebben met aan en afvoer van mest en digestaat, een gatefee van € 0 is daarom niet realistisch. Monsternamen, handelingskosten, additieven etc. zorgen voor een reële poortprijs van € 6/ton.	Er is duidelijk aangegeven waarom wij een netto brandstofprijs van 0 hanteleren. Echter, in de operationele kosten zijn wel administratieve kosten (mostername, handelingskosten) meegenomen.
Interne warmtevraag	Door de hoge interne warmtevraag van grootschalige monomestvergisting is het aantal vollasturen warmte niet correct	Door een beter ontwerp of door beter te isoleren zou het eigen warmtegebruik beperkt kunnen worden.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	rect berekend. In de praktijk kan, zonder additionele investeringen niet meer dan 3000 vollasturen warmte worden geleverd.	Fundamenteel gezien vinden wij het vreemd om een vergister te subsidieren en te bouwen die een groot deel van zijn productie zelf nodig heeft om de vergister aan de gang te houden. Vandaar dat we met zo laag mogelijke interne warmtevraag rekenen.
Interne warmtevraag	Door de hoge interne warmtevraag van grootschalige monomestvergisting is het outputvermogen van te leveren warmte niet correct berekend. In de praktijk kan gemiddeld 3025 kWth geleverd worden, na aftrek van interne warmte.	Dit is lastig te verifiëren omdat grootschalige monomestvergisting die alleen warmte produceert weinig tot niet voorkomt in de praktijk.
O&M-kosten	O&M-kosten worden ten onrechte aan het outputvermogen gekoppeld. De O&M-kosten zijn afhankelijk van de input van substraat.	Voor kennisgeving aangenomen.
Basisbedrag	Ook het hier vermelde basisbedrag van 0,044 €/kWh klopt niet, is € 0,052	Basisbedrag en tekst is aangepast.
Basisbedrag	Ook het hier vermelde basisbedrag van 0,054 €/kWh klopt niet, is € 0,052	Basisbedrag en tekst is aangepast
<i>Slibgisting</i>		
OT-model	Zijn de gegevens voor slibvergisting bij AWZI's ook beschikbaar? Deze staan niet in het OT-model. Het gaat dan om de uitgangspunten voor mesofiele/thermofiele vergisting.	Alle categorieën waar advise over is uitgebracht, zijn toegevoegd aan het OT-model.
Systeemaafbakening	Vraag is of de kosten voor de slibvergisting voor de verwerking van (uitsluitend) secundair slib zijn meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Het bedrag is in lijn met de bedragen van voorgaande jaren terwijl de vergisting daar in onze ogen niet in meegenomen is. Uit de praktijk is onze ervaring dat een dergelijke case niet rond te krijgen is.	We zien geen reden de berekeningen aan te passen.
<i>Warmte uit compostering</i>		
Nieuwe categorie	In de praktijk zijn er ook installaties (4 werkend) die mest composteren die direct bij de veehouderij staan (in tegenstelling tot grootschalige installaties). Wij vragen om een nieuwe categorie composteringwarmte bij veehouderijbedrijven (biothermisch drogen van organische mest) te openen.	Het punt is aan EZK meegegeven.
Grondstof	Organische mest is doorgans geen grondstof voor compostering, omdat vergisting door SDE+-exploitatie subsidie een betere businesscase heeft.	Voor kennisgeving aangenomen.
Warmtegebruik	De proceswarmte wordt primair gebruikt voor droging van de mest (waarmee CO ₂ -uitstoot bij transport van mest gereduceerd wordt). Daarnaast is proceswarmte bruikbaar voor koppeling aan bijv. stikstofstripper (voor productie eigen 'kunst'mest) of warmtevoorziening aan stal of woonhuis.	Voor kennisgeving aangenomen.
Referentie-installatie	Alle installaties zijn in pandig. Het is een gesloten systeem (emmissieloos). Bovendien is het systeem gericht op	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	het sluiten van de kringlopen op bedrijfsniveau.	
Referentie-installatie	De afzet van organische mest is een grote kostenpost voor veehouders. Het systeem bespaart mestafzetkosten (factor 3 minder aan tonnage) en geeft op langere termijn een oplossing voor het mestprobleem (gehygiëniseerde en geurloze mest die exportwaardig is en daardoor beter te vermarkten). Analyse in de melkveesector heeft uitgewezen dat de compostering van organische mest in Nederland een oplossing is voor 300-500 melkveehouders. De markt wordt groter, door de wens van de minister van LNV om te komen tot kringlooplandbouw, scherpere gebruiksnormen mest én groter gebruik van organische mest (als vervanger van chemische kunstmest).	Voor kennisgeving aangenomen.
Vergisting versus compostering	Vergisting van organische mest is minder kosteneffectief dan composteren van mest (€/bespaarde ton CO ₂), levert kleinere bijdrage aan de oplossing van het mestprobleem (tonnage mest na vergisting factor 3 hoger dan na compostering), technisch minder complex voor ondernemer én minder onderhoudsgevoelig (ondernemer kan zich blijven focussen op primaire bedrijfsvoering) en gebruikt geen co-producten (voedsel).	Voor kennisgeving aangenomen.
Referentie-installatie	Het systeem is decentraal op bedrijfsniveau en levert, afhankelijk van de grootte, tussen de 100 en 200 kW per installatie. De warmte wordt op bedrijfsniveau gebruikt, maar kan ook ingezet worden bij naburige locaties waar vraag is.	Voor kennisgeving aangenomen.
Systeemaafbakening	Hier wordt gesproken over kwekers zelf. Graag tekstueel aanpassen dat het champignonkwekers betreft.	Tekst is aangepast.
Referentie-installatie	Een eenvoudige massabalans op bedrijfsniveau leert dat ongeveer 4.400 ton faeces (gescheiden afvoer van faeces en urine uit de stal) wordt omgezet in 730 ton organische meststof en 3.670 ton waterdamp (condensatie en daarmee hergebruik van warmte is mogelijk)	Voor kennisgeving aangenomen.
Referentie-installatie	De proceswarmte die vrijkomt, wordt primair gebruikt om de organische mest te drogen en ziektekiemen te doden.	Voor kennisgeving aangenomen.
Typefout	Prijs van 0,018 €/m ³ komt ons te laag voor. Zal naar verwachting 0,18 €/m ³ moeten zijn.	Tekst is aangepast.
O&M-kosten	In de tabel is voor de vaste kosten een bedrag opgenomen van 127 €/kWh output. Gebaseerd op jaarlijkse O&M-kosten van 703.000,- / jaar. Welke kosten worden hierin meegenomen?	Operationele kosten omvatten bijvoorbeeld kosten voor personeel, onderhoud, verzekeringen en kosten t.b.v. de luchtwasser. De CO ₂ -inkoop is niet meegenomen in de berekeningen, waardoor operationele kosten lager worden. De tekst is ook aangepast.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
Basisbedrag	In deze tabel is het basisbedrag € 0,044 opgenomen. Dit moet € 0,052 zijn.	Tekst is aangepast.
<i>Verlengde levensduur</i>		
Subsidiebehoefte	Bij het Mestcongres georganiseerd door Boerderij eerder dit jaar werd door een exploitant van meerdere bio-vergisters gezegd, dat de vergisters zonder subsidie konden draaien. Subsidie voor levensduurverlening lijkt dan niet nodig.	Het is niet duidelijk over welk type vergister wordt gesproken. We nemen dit voor kennisgeving aan.
Investeringskosten	Wij willen graag dat de huidige vergisters blijven produceren, hiermee wordt ook rekening gehouden in het huidige beleid van nationale en regionale overheden in hun duurzaamheid strategieën. Bij deze categorie gaat u er van uit dat na 12 jaar de installatie volledig is afgeschreven maar tegelijkertijd nog als nieuw is. Dat kan natuurlijk nooit. Uit cijfers blijkt dat 10% kostenverlaging realistisch is. Echter, dit kan niet zonder vervangingsinvesteringen in WKK/gasopwerking, daken, pompen, invoerapparatuur etc. Vervangingsinvesteringen komen op ca. 40% van het oorspronkelijk bedrag. Variabele kosten (grondstofkosten, onderhoud etc.) liggen gemiddeld iets hoger en efficiëntie iets lager door gebruik van oudere technieken.	Voor levensduurverlenging is een nieuwe referentiecasse geformuleerd, waarin ook rekening wordt gehouden met investeringen.
Biogasopbrengst	De biogasopbrengst van mest wordt bepaald door het stalsysteem en of het al dan niet binnen 1 dag (rundveemest) of enkele dagen (varkensmest) in de vergister kan worden gebracht. De gedachte dat, wanneer er mest uit de omgeving wordt aangevoerd dit een grotere biogasopbrengst heeft dan bij nieuwe projecten is daarmee onjuist.	We passen de gemiddelde biogasopbrengst van mest aan naar 25 m ³ per ton.
Biomassaprijzen	De kosten voor de aan en afvoer van biomassa verdwijnen niet als de installatie is afgeschreven. U gaat er daarom ten onrechte vanuit dat er geen grondstofkosten zijn. Een gatefee van 6 €/ton mest is daarbij reëel. De aannahme dat er een efficiëntere substraatmix mogelijk zou zijn, waarmee de productie kan worden voortgezet is niet juist. Als er een efficiëntere mix mogelijk zou zijn werd dit al wel gebruikt door de producten.	De berekeningen voor levensduurverlenging zijn herzien, een netto brandstofprijs van 0 blijft echter gehandhaafd.
Rendement	U stelt dat er geen vervangingsinvesteringen hoeven te worden gedaan omdat de installaties goed onderhouden zijn. Het rendement van de WKK installatie wordt gesteld op 39%, en refereert ernaar dat dit 2% lager is dan bij nieuwe motoren. U praat echter over WKK's van 12 jaar en ouder. In de adviezen van 2008-2013 adviseerde u 37% elektrisch rendement. We vragen u het rendement voor deze oude installaties ten hoogste vast te stellen op het oorspronkelijke rendement van 37%. Indien u vervangingsinvesteringen meeneemt voor een nieuwe WKK	Berekening is conform aangepast.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/DNV GL/ECN.TNO
	is een hoger rendement, passend bij de schaalgrootte wel van toepassing.	
Warmtegebruik	Gebruik overige warmte wordt niet meegenomen omdat niet alle locaties deze mogelijkheden kennen. Dit is anders ook geen criterium dat gehanteerd wordt, dus waarom hier dan wel? Is inconsistent.	De eventuele (bescheiden) opbrengst van overige warmte werd wel genoemd, maar niet meegerekend. Dit werkt mogelijk in het voordeel van slechts een klein aantal bedrijven. Overigens zijn de berekeningen voor levensduurverlenging herzien in het eindadvies.
Subsidiehoogte	Er zijn ons inziens geen producenten die de productie zullen voorzetten met bijkomende risico's voor €8000 per jaar.	Voor kennisgeving aangenomen.
Biomassa-input	Het gaat om covergisting maar er wordt slechts met een energie-inhoud van het substraat gerekend van 0,67 GJ/ton. Omdat er coproducten gebruikt zullen worden, waarvan een deel mogelijk hoog-energetisch, is een zelfde energie-inhoud als bij de grootschalige vergisting realistisch, dus 3,4 GJ biogas per ton.	De referentieberekening voor de energie-inhoud van de vergistingsinput is inmiddels herzien, op basis van nieuwe veronderstellingen.
<i>Warmte</i>		
Basisbedrag	Genoemd basisbedrag (0,071) en vollasturen (7.500) komen niet overeen met de basisbedragen/vollasturen in de andere documenten (conceptadviezen).	De opmerking klopt. De tekst is aangepast.

B.8 Industriële restwarmte

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Aanvrager	Het is onduidelijk wie deze subsidie kan aanvragen gezien vanuit de gehele keten (producent, leverancier, afnemer).	De partij dit het project gaat ontwikkelen is de aanvrager van de subsidie. Dit is iets wat partijen onderling zelf moeten regelen. Het gaat er uiteindelijk om of de projectomschrijving voldoet aan de categorieomschrijving. Daarnaast kan niet worden aangesloten op de Warmtewet 2.0 aangezien deze nog niet van kracht is en de inhoud ervan onbekend is. Ten slotte kan, gezien het generieke karakter van de SDE++, geen rekening worden gehouden met een specifieke case waarbij de transporteur van warmte een onafhankelijke netbeheerder is.
Aanvrager	Wat wordt hier bedoeld met de zin 'Het advies kan betrekking hebben op de zowel nieuwe als bestaande activiteiten aan de bronzijde en de ontvangende zijde'? Wordt hier bedoeld wie de subsidie kan aanvragen?	De zin betekent dat de uitkoppeling van restwarmte kan gebeuren bij een bestaande bron of bij een nieuw te bouwen bron.
Aanvrager	Van belang is dat de subsidie ook geldt voor bestaande warmtebronnen waarop een nieuw te bouwen glastuinbouwbedrijf/uitbereiding wordt aangesloten. Dit betreft investeringen in een uitbreiding van het warmtenet.	De SDE++-regeling geldt voor nieuwe nog niet gerealiseerde projecten. Daarom kan voor deze beschreven situatie wel SDE++-subsidie worden aangevraagd.
Algemeen	Naast het ontbreken van garanties en onzekerheid over de duur van de levering en afname van restwarmte speelt de slechte tot matige businesscase ook zeker een rol in het niet of weinig tot stand komen van restwarmteprojecten in Nederland. Het verstrekken van een realistisch SDE++-subsidie op restwarmteprojecten verbetert de businesscase en zal bijdragen aan een snellere besluitvorming en verhoogde kans dat restwarmteprojecten ook daadwerkelijk van de grond komen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Algemeen	Neem in het beleid en de uitvoering op, dat: <ul style="list-style-type: none"> - er geen overstimulering plaatsvindt; - de totale kosten voor SDE++ mogen niet te hoog worden; - de subsidiëring moet reëel zijn, en niet overdreven. Anders ontstaan er buitenproportionele winsten bij enkele bedrijven; - voor alle technieken en sectoren moeten voldoende middelen beschikbaar gemaakt worden. 	Voor kennisgeving aangenomen. Dit is doorgegeven aan EZK.
Back-up	Vaak zijn extra investeringen noodzakelijk voor procesveiligheid en een	De extra investeringen voor procesveiligheid zijn niet

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	back-up voor koeling indien geen restwarmte wordt afgenomen. De werkelijke investeringskosten van restwarmte voor midden temperatuur liggen om deze redenen daarom een factor 3 a 4 hoger dan door het PBL aangenomen in het conceptadvies.	meegenomen aangezien deze kosten erg project specifiek zijn. Daarnaast is er geen duidelijke specificatie van deze kosten teruggegeven vanuit de markt. Verder is de aanname dat er in de initiële situatie ook al kosten zijn voor koeling en daarom zijn deze niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De investeringskosten die aangenomen zijn bij de verschillende subcategorieën zijn echter wel hoger in het eindadvies in vergelijking met het conceptadvies.
Back-up	Gezien de eisen (en sancties) die de wetgever stelt vanuit de Warmtewet is de aanwezigheid van een piek- en back-up ketel(s) een keiharde voorwaarde.	Aangezien in de meeste projecten de back-up voorziening gasgestookt is, wordt dit onderdeel niet vergoed in de SDE++-regeling.
Back-up	Om tegemoet te komen in de afhankelijkheid tussen leverende en afnemende partijen moeten (grote) investeringen worden gedaan in een piek- of hulpketel, om te kunnen voorzien in warmte als de restwarmtebron om welke reden dan ook niet kan voorzien in voldoende warmte-uitkoppeling. Wij vragen ons af of bij de vaststelling van de kwalificerende investeringskosten rekening is gehouden met dergelijke investeringen?	Aangezien in de meeste projecten de back-up voorziening gasgestookt is, wordt dit onderdeel niet vergoed in de SDE++-regeling.
Basisbedrag	De tarieven die in het conceptadvies worden voorgespiegeld leiden niet tot gebruik van restwarmte door de tuinbouw. Men concurreert met WKK (warmte, elektriciteit en CO ₂). Dus extra middelen/instrumenten zijn daarvoor nodig. Bovendien is ook nog overdimensionering van hoofdleidingen benodigd om een systeem 'future proof' te maken .	Ter kennisgeving aangenomen.
Categorieën	Het PBL adviseert een rigide indeling in categorieën op basis van de temperatuur van de restwarmtebron, te weten: <35, 75 tot 100 en >100 graden. In de praktijk zijn er vele bronnen beschikbaar met temperaturen in de range tussen 35 en 75 graden. Door technologische ontwikkelingen bij bijvoorbeeld datacenters op het gebied van koelen, zal de restwarmte die beschikbaar komt over enkele jaren van een hoger temperatuurniveau zijn (mogelijk tot 40-60°C). Dit zou geen belemmering mogen zijn voor lopende of nieuwe projecten	Deze categorie-indeling is niet meer van toepassing in het definitieve advies. Er wordt daarnaast in de nieuwe categorieën ook niet meer gekeken naar de hoogte van de temperatuur, maar het wel of niet toepassen van een warmtepomp.
Categorieën	Het PBL presenteert slechts één techniek (de warmtepomp) om de restwarmte temperatuur <35 graden te verhogen tot een bruikbare waarde. Hiermee worden andere technieken die	De SDE++ is in essentie technologie neutraal, wat betekent dat het niet uitmaakt hoe de temperatuur op een gewenst niveau wordt gebracht. Het moet

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	<p>leiden tot temperatuurverhoging uitgesloten wat een ernstige en ongewenste inperking is van de SDE++. Een vereenvoudiging van de werking van de SDE++ voor restwarmte kan inhouden dat niet uitgegaan wordt van categorieën maar dat er een hogere SDE++ vergoeding wordt toegekend aan gebruik van restwarmte van een lagere temperatuur ter compensatie van de bijkomende kosten van technieken die de temperatuur verhogen. In de SDE++ wordt dan hooguit een bovengrens (maximum restwarmte temperatuur) betrokken waarboven geen vergoeding meer geldt voor temperatuur verhogende technieken.</p>	<p>duidelijk worden in het advies dat het gaat om een categorie waarbij bij het origineel proces een lage temperatuur warmte nu wordt uitgekoeled en in de nieuwe situatie wordt gebruikt en opgewaardeerd. Wij rekenen echter met het meest plausibele referentiecasse en dat is op het moment het opwaarderen van warmte via een warmtepomp.</p>
Categorieën	<p>In het verleden is er een categorie geweest in de SDE 'Uitbreiding AVI's met warmtelevering'. Voorgesteld wordt om deze categorie opnieuw open te stellen of dat in ieder geval de mogelijkheid bestaat dat SDE++ gecombineerd kan worden met bestaande SDE-beschikkingen (evt. gecorrigeerd voor extra opbrengsten).</p>	<p>Het verzoek voor een categorie warmte-uitkoppeling bij AVI's is doorgegeven aan EZK.</p>
Categorieën	<p>De huidige indeling lijkt ons moeilijk werkbaar. Waarom niet aansluiten bij de indeling van de Warmtewet 2.0 en verfijnen naar gebruikersgroep, combinatie met andere technologieën en temperatuur. Dit leidt tot gewenste optimalisaties vanuit het oogpunt van het minimaliseren van de kosten, operationele risico's en vanuit het maximaliseren van de CO₂-vermindering. Draaiuren zijn voor die categorieën verschillend.</p>	<p>De Warmtewet 2.0 is nog niet van kracht en het is nog onduidelijk wat de inhoud is hiervan. De categorieën zijn in het eindadvies in ieder geval verfijnt naar wel of geen warmtepompstelsel en niet meer naar temperatuurniveau. Er is niet voor gekozen om te differentiëren naar gebruikersgroep aangezien meerdere soorten afnemers bij een restwarmteproject mogelijk zijn en differentiatie voor vollosturen volgens de uitgangspunten van EZK niet wenselijk is.</p>
Categorieën	<p>Het conceptadvies gaat uit dat er met een universele midden temperatuur van 70 °C moet worden gewerkt. Het argument hierbij is dat deze temperatuur voor zowel bestaande als nieuwbouw bruikbaar is. Voorgesteld wordt om onderscheid te maken tussen nieuwbouw en bestaande bouw. Bij nieuwbouw is een midden temperatuur van 70 °C in het transportsysteem niet noodzakelijk en kan met behulp van een boosterwarmtepomp, warm tap water in de woning worden voorzien. Wij refereren naar warmtenetssystemen met 70 °C als generatie 4 terwijl juist de 5^{de} generatie van 30 tot 40 °C de systemen van de toekomst worden. Ter completering; systemen met 100 °C zijn generatie 3 en draaien vnl. op fossiele brandstoffen. Huidige technologieën en regelgeving maken het ook mogelijk om het douche en tapwater sterk in temperatuur te reduceren zonder dat hierbij gevaar van legionella</p>	<p>Er wordt in het eindadvies geen onderscheid gemaakt in temperatuurniveaus. In het referentieproject met warmtepompstelsel is gerekend met een uiteindelijke temperatuur bij de WOS van 75 graden, enkel voor de berekening van het basisbedrag. Dit temperatuurniveau ligt meer in de lijn der verwachting van de temperatuurniveaus van toekomstige (de komende 15 jaar) warmtenetten. Desalniettemin mag er ook een aanvraag ingediend worden waarbij er een lagere temperatuur bij de WOS aankomt.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	besmetting ontstaat. Wij zien dan ook graag dat het PBL deze 5 ^{de} generatie systemen ook opneemt in de subsidie berekeningen, naast de hier geschetste 4 ^{de} generatie systemen. Een gecascadeerd en schaalbaar systeem, waarbij lage temperaturen worden gebruikt waar mogelijk en alleen op basis van noodzaak wordt verhoogd naar 70-80 graden, zal daarnaast veel effectiever zijn.	
Categorieën	De optie om de industriële restwarmte intern te hergebruiken wordt niet beschreven. Bij het indampproces komt bijvoorbeeld restwarmte van 55 °C vrij die als warmte zou kunnen worden ingezet voor een droger (vaak in combinatie met een warmtepomp). Interne uitnutting van restwarmte leidt ook de CO ₂ -reductie, maar het lijkt wel of dit document zich richt op uitzetting naar de gebouwde omgeving en niet op CO ₂ -reductie impact.	In de categorie 'Industriële restwarmte' gaat het om levering van warmte aan een externe partij (zowel gebouwde omgeving als tuinbouw, utiliteitsbouw en/of andere industrieën). Het proces zoals hier beschreven zou in aanmerking kunnen komen voor een andere SDE ⁺⁺ -categorie.
Categorieën	Binnen de voorgestelde illustratie bij stoomlevering (in het conceptadvies) is verder geen ruimte voor het cascade- ren* van die restwarmte binnen diverse andere bedrijfsprocessen. Of is er ruimte tussen de aanvangstemperatuur (100 °C) en de uiteindelijke eindtemperatuur van 40°C? Voorstel voor aanpassing: de systeemgrenzen aanpassen, zodat over de hele keten van aanvangstemperatuur naar eindtemperatuur gekeken kan worden, met meerdere bedrijven of entiteiten binnen de systeem grens. *Cascaderen is natuurlijk goed van toepassing in geval van een cluster aan industrieën, dan wel van industrie => bebouwde omgeving => kassen / tuinbouw. Samenwerking en cross sector afspraken zijn daarin essentieel.	In de referentieprojecten in het eindadvies zijn bepaalde aannames gedaan over kosten en uiteindelijke warmtelevering. Het basisbedrag geeft vervolgens weer wat de kosten van de referentieprojecten zijn in €/kWh _{th} (geleverd). Cascaderen is daarom binnen de systeemgrenzen mogelijk, maar uiteindelijk zal de geleverde warmte aan de eindgebruiker(s) worden gemeten voor de bepaling van de uitkering van de subsidie.
CO ₂ -inkoop	In het conceptadvies wordt uitgegaan van maximaal 6000 uur/jaar. Deze bedrijfstijd is niet financieel rendabel, omdat hier alleen gekeken wordt naar warmtelevering. Echter hebben tuinders in de zomerperiode ook veel CO ₂ nodig. Restwarmtelevering wordt pas een reëel alternatief voor een WKK in de glastuinbouw als in de SDE ⁺⁺ ook rekening wordt gehouden met de extra inkoopkosten van CO ₂ en elektriciteit die een tuinder heeft als hij zijn warmtevraag in plaats van met een ketel of een WKK invult met restwarmte. In de berekeningen moet hier dan rekening mee worden gehouden.	Externe CO ₂ -inkoop wordt niet meegenomen in de prijs van warmte. In het correctiebedrag wordt gecorrigeerd voor de derving van elektriciteit.
COP	Bij een lagere delta T zal de COP van een warmtepomp toenemen. Het gebruik van een standaard COP van 3,5 is dan ook niet correct bij transport temperaturen van circa 40-50 graden (5 ^{de} generatie warmtesystemen).	In het eindadvies is in het referentieproject uitgegaan van een COP van 3.1, op basis van literatuur en terugkoppeling van marktpartijen, omdat er uit wordt gegaan van een project waarbij er uiteindelijk 75 °C

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		aan de WOS wordt afgeleverd. Dit temperatuurniveau ligt meer in de lijn der verwachting van de temperatuurniveaus van toekomstige (de komende 15 jaar) warmtenetten.
COP	Door subsidie te koppelen aan de COP stimuleert dit de efficiëntie van de warmtepomp.	Ter kennisgeving aangenomen.
COP	Wij kunnen ons iets voorstellen bij het stellen van eisen aan een minimale (theoretische) COP van de warmtepomp, bijvoorbeeld een COP van 3. Wij zijn geen voorstander van het stellen van eisen aan de minimale temperatuurlift. Zoals hiervoor vermeld kan het temperatuurniveau van de restwarmte van datacenters in de komende jaren gaan schuiven. Daarnaast kan ook gedurende het jaar het benodigde temperatuurniveau voor levering aan klanten variëren gedurende de seizoenen en daarmee dus ook de temperatuurlift.	Ter kennisgeving aangenomen.
COP	Feitelijk zou het basisbedrag op basis van behaalde COP moeten worden vastgesteld.	Ter kennisgeving aangenomen. Er wordt in het eindadvies rekening gehouden met een COP van 3,1 bij de berekening van het basisbedrag.
COP	De COP van een warmtepomp wordt in het conceptadvies vastgesteld bij een vaste buitentemperatuur van 25 graden. Dat geeft een vertekend beeld. Wij vinden dat er moet worden uitgegaan van SCOP (seasonal coefficient of performance). Dat is het gemiddelde over het hele jaar. Dit geeft een betere indicatie voor het rendement van de pomp.	Ter kennisgeving aangenomen
COP	Let op dat de centrale warmtepomp met de gegeven temperaturen een hogere lift ziet, namelijk van < 20 °C naar > 75 °C, dus minimaal een lift van 55 °C. De COP zal dan maximaal ca. 3 bedragen.	Ter kennisgeving aangenomen.
COP	De COP is niet afhankelijk van de temperatuurlift maar van de benodigde retourtemperatuur van het reeds bestaande proces, hier zou rekening mee gehouden moeten worden.	Ter kennisgeving aangenomen.
Correctiebedrag	Een WKK als referentie is voor stads-warmte en warmte in de tuinbouw correct. Zoals het nu wordt voorgesteld is het correctiebedrag te hoog. Beter is om het correctiebedrag afhankelijk te maken van de spark spread. Let ook op dat de TTF prijs zoals gepubliceerd dient dan wel naar onderwaarde gecorrigeerd moet worden.	Het correctiebedrag is bepaald op basis van een WKK. Bij de TTF-prijs wordt inderdaad rekening gehouden met de onderwaarde.
Correctiebedrag	Het is onduidelijk of voor de berekening van het basisbedrag wordt uitgegaan van vaste elektriciteitskosten of dat hier jaarlijks voor wordt gecorrigeerd. Dat laatste zou volgens ons het geval moeten zijn. De energiekosten staan voor een project niet vast en zijn	Correctie van de elektriciteitsinkoopkosten via het correctiebedrag zit niet in de huidige structuur van de SDE++.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	juist een grote onzekerheid. Wij suggereren om te kijken of hier een jaarlijkse correctie gemaakt kan worden, ook omdat concurreren op elektriciteitsprijs niet de core business is van de industrie, zoals dat wel het geval is voor de duurzame-energiesector.	
Correctiebedrag	Er is ons inziens een groot verschil tussen de gebruikersgroepen utiliteitsbouw en glastuinbouw (GTB). Een aparte categorie voor GTB is noodzakelijk want glastuinbouwondernemers hebben veelal een eigen WKK t.b.v de productie van warmte, elektriciteit en CO ₂ . Daarom heeft de GTB een andere warmteprijsreferentie dan bijv. utiliteitsbouw; bovendien wordt de CO ₂ uit rookgasreiniger WKK/ketel aangewend als meststof. Als warmte uit een collectieve voorziening wordt ingekocht, dan zal de CO ₂ ook extern moeten worden ingekocht. Dit werkt door de warmte-referentieprijzen.	De keuze is gemaakt om geen onderscheid te maken in de afnemers van restwarmte, ten eerste omdat de afnemers buiten de systeemgrenzen van de SDE++ vallen en ten tweede omdat we terughoudend zijn om te differentiëren in vastlasten. Zolang een categorie zich niet expliciet richt op de glastuinbouw, kunnen ook CO ₂ -kosten niet generiek meegenomen kunnen worden.
Correctiebedrag	Het correctiebedrag is enkel afhankelijk van de gasprijs, terwijl in praktijk juist de verhouding tussen de gas- en elektriciteitsprijs bepalend is voor de warmteprijs die kwekers bereid zijn te betalen voor collectieve warmtelevering. Voorstel: maak het correctiebedrag afhankelijk van de gasprijs én de elektriciteitsprijs (i.e. spark spread).	Dit gaat ons inziens in mindere mate op tuinders met eigen elektriciteitsvraag. Daarmee zien we een niveau van 90% x TTF als beste generieke benadering van de warmteprijs.
Correctiebedrag	Waarom is gekozen voor een warmtekrachtkoppeling als referentiemodel? In veel warmtenetten wordt basislast door een gasketel geleverd.	Bij de meeste bestaande stadsverwarmingsnetten in Nederland komt deze warmte uit een STEG.
Correctiebedrag	De waarde van restwarmte stoom zou bepaald moeten worden op basis van de gedeferde elektriciteit, omdat in vrijwel alle gevallen in de huidige situatie elektriciteit uit deze stoom gemaakt. Er zou bijvoorbeeld aangesloten kunnen worden bij de voormalige SDE+-regelingen van de verlengde levensduur (bijvoorbeeld SDE+ 2016) of uitbreiding van bestaande installaties (bijvoorbeeld SDE+ 2015) waar gerekend is met een derving van 0,25 MWh _e per geleverde MWh warmte.	Ter kennisgeving aangenomen. In het correctiebedrag is geen rekening gehouden met de derving van elektriciteit, omdat dit onvolgende generiek voorkomt.
Correctiebedrag	Referentie prijs: 70% TTF. Dit lijkt een reële langetermijnreferentieprijzen voor een WKK-installatie, belangrijk is dat er geen extra waardering voor vermeende CO ₂ -emissie gerekend wordt. De meest eenduidige en transparante manier om te corrigeren voor EU ETS-rechten is om in de referentieprijzen voor de warmte geen CO ₂ -component op te nemen maar deze alleen te baseren op 70% TTF.	Ter kennisgeving aangenomen. De eventuele effecten van het EU ETS worden afzonderlijk berekend van het correctiebedrag.
Correctiebedrag	70% van TTF lijkt aan de hoge kant. Voor de tuinbouw is de warmtewaarde verre van 70% van TTF. Bij de huidige spark-spread en externe CO ₂ -prijs is de warmte van WKK voor tuinders nagenoeg een gratis restproduct. Wij komen eerder uit op een vergoeding op	De sparkspread is momenteel gunstig voor WKK, dat nemen wij ter kennisgeving aan.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	het overdrachtpunt met <60% van TTF.	
Correctiebedrag	Voor deze categorieën wordt de waarde van het correctiebedrag gesteld op 70% maal TTF gas. Impliciet wordt er dan vanuit gegaan dat de restwarmtebenutting ter vervanging komt van flexibele WKK, en niet van must-run WKK. Voor alle categorieën die in dit schema bij één van deze twee soorten WKK zijn genoemd is onze indruk dat deze technieken in beide situaties kunnen worden toegepast, het beperkt de bruikbaarheid wanneer ze slechts aan één van de twee correctiebedragen worden gekoppeld.	We hebben ervoor gekozen om niet te differentiëren naar correctiebedrag, deels omdat EZK bijv. bij gasketels ook geen differentiatie wenst.
Systeemgrenzen	De regeling zoals voorgesteld in het conceptadvies dekt alleen de onrendabele top van de transportleiding en is onvoldoende om restwarmte van de grond te laten komen. Dit komt voornamelijk door het verschil in de bijdrage aansluitkosten (BAK) tussen nieuwbouw en de bestaande bouw en de tuinbouw. Je kunt minder makkelijk een BAK toerekenen aan woningeigengaren en bestaande tuinbouw. De BAK is daar erg hoog. Een mogelijke oplossing is om een aparte categorie voor situaties met een nieuw distributienet op te nemen.	De SDE++-regeling kent geen subsidie toe aan de kosten bij de aansluitingen bij de afnemer en de regionale en lokale distributienetten. Dit valt buiten de kaders van de adviesvraag.
Eindgebruikers	De kosten van het warmtenet hangen niet alleen af van de lengte maar ook van het gebied en de type eindgebruikers. Op warmtenet projectniveau is er daardoor nooit sprake van oversubsidiëring.	Ter kennisgeving aangenomen.
Elektriciteitskosten	Duidelijk maken dat het in het conceptadvies gaat om de elektriciteitsaansluiting die nodig is voor de warmtepomp. Daarnaast missen we hier de notitie dat er ook voor andere zaken elektriciteit nodig is zoals voor de transportpompen; ook daarvoor zijn aansluitingen nodig.	In het eindadvies is, voor de investeringen die nodig zijn voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting, rekening gehouden met zowel de elektriciteit die benodigd is voor transportpompen als voor warmtepompen.
Elektriciteitskosten	Naast de groothandelsprijs bestaat de uiteindelijke elektriciteitsprijs die een afnemer overeenkomt uit een o.a. opslag voor het onbalansrisico (profiel en onbalanskosten) en een opslag voor de leverancier. De schatting van de groothandelsprijs is niet gelijk aan de elektriciteitsprijs.	In de bepaling van de totale elektriciteitskosten is in het eindadvies naast de groothandelsprijs ook rekening gehouden met andere kosten (zoals profiel- en onbalanskosten).
Elektriciteitskosten	Graag willen wij begrijpen wat er gebeurt als de tarieven voor EB en ODE gaan stijgen.	Correctie van de elektriciteitsinkoopkosten via het correctiebedrag zit niet in de huidige structuur van de SDE++.
ETS	ETS speelt niet voor de meeste tuinbouwbedrijven voor stadwarmte is dit afhankelijk van de referentie (grote of kleine WKK).	Ter kennisgeving aangenomen. Geadviseerd is om de inkomsten door eventueel vrijgekomen emissierechten per aanvraag individueel te bepalen.
ETS	Bij uitkoppeling van restwarmte naar een warmteoverdrachtstation zal de ontvangende partij over het algemeen	Geadviseerd wordt in het eindadvies om per aanvraag te bekijken of de leverende en ontvangende

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	geen ETS-partij zijn maar een stadsverwarmingsbedrijf met een installatie die niet onder EU ETS valt. Het voorstel is om voor de categorie met warmteoverdrachtstation dus aan te nemen dat geen sprake is van een ETS-bedrijf voor de ontvangende partij.	partijen onder EU ETS vallen. Vervolgens wordt geadviseerd per aanvraag te berekenen of er inkomsten kunnen worden gehaald uit vrijgekomen emissierechten en de hoogte daarvan te corrigeren.
ETS	Als de restwarmte komt uit opwekking met gas én deze restwarmte is opgewekt door een bedrijf dat op de carbon leakage lijst van ETS staat, dan waren er géén kosten voor CO ₂ . Immers, bedrijven op de carbon leakage lijst, zijn hiervan uitgesloten. Met dit in het achterhoofd hoeft de ontvanger van de restwarmte dan ook niet te betalen voor de CO ₂ rechten die fictief worden toegewezen. Sterker nog, de ontvanger van de restwarmte zal met behulp van een financiële onderbouwing een keuze maken op welke manier de CO ₂ voor zijn bedrijfsvoering te verlagen is. De restwarmte techniek zal afgewogen worden tegen alternatieve technologieën (bijv elektrificatie, biogas / biomassa installaties of andere technische mogelijkheden). Conclusie: het is belangrijk om de kosten voor CO ₂ NIET door te belasten, omdat dit de aantrekkelijkheid van restwarmte niet ten goede komt.	Ter kennisgeving aangenomen. Geadviseerd wordt in het eindadvies om per aanvraag de eventuele correctie door het vrijkomen van te verhandelen emissierechten te beoordelen.
ETS	Voor ons is niet duidelijk hoe rekening wordt gehouden met emissierechten. Hoe wordt bijvoorbeeld de CO ₂ -prijs bepaald?	Geadviseerd wordt in het eindadvies om per aanvraag de eventuele correctie door het vrijkomen van te verhandelen emissierechten te beoordelen.
ETS	Voor de periode 2021-2030 geldt EU ETS fase 4, waarin een constante factor geldt van 30% van vermeden CO ₂ -rechten.	Ter kennisgeving aangenomen.
ETS	Installaties van >20MW _{th} (in) vallen onder ETS, dit kan worden gebruikt als grens om te bepalen of er ook gecorrigeerd moet worden voor de ETS-prijs.	Geadviseerd wordt in het eindadvies om per aanvraag te bekijken of de leverende en ontvangende partijen onder EU ETS vallen. Vervolgens wordt geadviseerd per aanvraag te berekenen of er inkomsten kunnen worden gehaald uit vrijgekomen emissierechten en de hoogte daarvan te corrigeren.
ETS en CO ₂ -besparing referentie	Datacenters draaien voornamelijk op groene energie (deels ETS) maar het vergelijk met een WKK ontgaat ons geheel.	Ter kennisgeving aangenomen. De WKK is de bron waar anders de warmte mee opgewekt zou worden voor de afnemer(s). Daarom is de prijs van warmte gelinkt aan warmte die normaal gesproken is opgewekt door een WKK.
Figuren	Uit de figuur blijkt niet duidelijk dat het hier om een gesloten systeem gaat, waar er twee loops zijn die warmte uitwisselen via de warmtewisselaar. Laat duidelijk zien in figuur dat hier de	In het definitieve advies zijn de figuren aangepast en is getracht het referentieproject duidelijker weer te geven.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	scheiding tussen intern koelsysteem en extern warmte ligt (twee verschillende warmtestromen).	
Investeringskosten	Voor de investeringskosten wordt terecht aangegeven dat deze site-specifiek zijn en kunnen variëren. De ervaring bij industriële systemen is vaak dat de integratie- en systeemkosten vaak significant zijn vergeleken met aanschafkosten. Zijn inpassingskosten aan bestaande infrastructuur onderdeel van deze investeringskosten? Is het bijvoorbeeld een optie om een percentage van de aanschafkosten extra toe te voegen voor de integratie en systeemkosten?	Ja, de inpassingskosten vallen ook onder de investeringskosten en deze inpassingskosten zijn gebaseerd op informatie die terug is gekomen uit de marktconsultaties. Er is bij het eindadvies uitgegaan van hogere inpassingskosten dan bij het conceptadvies. Mede daardoor zijn de investeringskosten en de basisbedragen hoger dan gepresenteerd in het conceptadvies.
Investeringskosten	De investeringskosten zoals beschreven in het conceptadvies van 265 €/kW _{th} en het basisbedrag SDE++ (€ 0,010 / € 0,006) zijn naar onze beleving te laag om de meerkosten onrendabele top van een warmtenet te compenseren. Voor de all-in kosten van een warmtenet in een bestaande omgeving is dit hoger. Dit is dan nog exclusief de uitkoppeling bij de bron en de WOS.	In het eindadvies zijn de investeringskosten en de basisbedragen hoger dan gepresenteerd in het conceptadvies. De investeringskosten voor de infrastructuur is verhoogd ten opzichte van de kosten per meter pijpleiding in het conceptadvies.
Investeringskosten	Het genoemde investeringsbedrag bij de categorieën met stoomlevering dekt de investeringskosten van infrastructuur o.b.v. een stoomleiding, condensaatleiding in een leidingbak. Dit is dan nog exclusief de uitkoppeling bij de bron en bij de afnemer. Daarvoor moeten nog bedragen worden opgenomen.	Voor de subcategorie stoomlevering is, rekening houdend met de kosten van uitkoppelen en transport, berekend dat de meeste projecten uit zouden kunnen komen zonder subsidie.
Investeringskosten	De geadviseerde basisbedragen (voor midden temperatuur) in het conceptadvies zijn veruit onvoldoende om tot rendabele restwarmteprojecten in de glastuinbouw te komen. Daarvoor zouden de bedragen ruwweg een factor 5 tot 6 hoger moeten zijn om tot rendabele restwarmteprojecten te komen.	De basisbedragen in het eindadvies zijn hoger dan die gepresenteerd in het conceptadvies.
Investeringskosten	Wat is de scope van het referentieproject? Zitten hier alle benodigde investeringen in voor een werkende installatie: pompen, kleppen, vaten, regeling, leidingen, warmtewisselaars en aansluitingen? Wat valt precies onder de 'inpassingskosten'?	In het eindadvies is een overzicht gegeven met wat er wel en niet is meegenomen. De genoemde onderdelen zijn meegenomen in de berekeningen. Bij de investeringskosten wordt rekening gehouden met de inpassingskosten.
Investeringskosten	Het is onduidelijk waardoor zo'n groot verschil zichtbaar is in de investeringskosten tussen de categorieën restwarmte op midden temperatuur en restwarmte op hoge temperatuur in het conceptadvies?	Dit heeft te maken gehad met de hogere kosten voor pijpleidingen voor het vervoeren van stoom. In het eindadvies is het verschil tussen warm water pijpleidingen en stoomleidingen kleiner geworden.
Investeringskosten	Bij de subcategorie uitkoppeling van lage temperatuur restwarmte wordt uitgegaan van investeringskosten die bijna een factor 3,5 hoger liggen dan	Dit had in het conceptadvies te maken met de hoge kosten die gemoeid waren met de warmtepomp, die in de subcategorie midden temperatuur niet aanwezig

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	bij de subcategorie midden temperatuur. Wij vragen ons af waarom er zo'n groot verschil in kan zitten.	was. In het eindadvies zijn de investeringskosten hoger dan in het conceptadvies.
Investeringskosten	De technische complicaties die bij dergelijke projecten speelt, zullen echter ook een (aanzienlijke) rol spelen in de variatie aan kosten. Wij vragen ons af of hier nu voldoende rekening mee wordt gehouden?	Met beide aspecten, afstand en technische complicaties, wordt rekening gehouden en is terug te zien in de hogere investeringskosten die zijn genomen in het eindadvies.
Investeringskosten	Worden de kosten van de tie-ins meegenomen inde berekening van het basisbedrag?	De technische kosten die gemaakt moeten worden, worden meegenomen. Er wordt niet gecompenseerd voor het feit dat kosten eventueel jaren vantevoren gemaakt moeten worden.
Investeringskosten	Raffinaderijen en andere grote (petro-) chemische installaties zijn voor de werkzaamheden die gemoeid zijn met dergelijke SDE++-projecten aangewezen op <i>turn-arounds</i> die normaliter eens in de 8 jaar plaatsvinden. Dit betekent dat er in een vroegtijdig stadium rekening dient te worden gehouden (door middel van bijvoorbeeld zogenaamde 'tie-ins') met toekomstige projecten. De kosten voor dergelijke tie-ins kunnen vrij snel in de orde van 0,3 – 0,5 M€ komen. Vraag is of deze kosten in aanmerking komen voor de SDE++-stimulering.	De technische kosten die gemaakt moeten worden, worden meegenomen. Er wordt niet gecompenseerd voor het feit dat kosten eventueel jaren vantevoren gemaakt moeten worden.
Investeringskosten	In de berekening van het basisbedrag is geen onrendabele top voor de bron meegenomen. Dit is voor warmte van afvalbedrijven waar een deel van de warmtelevering leidt tot elektriciteitsderving, niet juist. Een industrieel bedrijf zal toch ook een (minimale) vergoeding willen om überhaupt mee te werken.	Kosten uitkoppeling bij de bron zijn meegenomen in de berekening van het basisbedrag. Hoe deze kosten verdeeld of vergoed worden, is tussen de partijen de betrokken zijn bij de uitkoppeling en de levering/transport van de warmte.
Leidinglengte	Een afstand van 5 km (geen uitzonderlijke obstakels) zal gemiddeld genomen kloppen qua afstand, maar minimaal met 1 wegkruising rekening te houden. Beter zou zijn als afstand variabel te maken is.	Er is gekozen voor een transport afstand van 10 kilometer (bij categorie zonder warmtepomp) en 1 kilometer (bij categorie met warmtepomp), uitgaande van de gemiddelde prijs per meter bij verschillende ondergronden en op basis van terugkoppeling tijdens de marktconsultaties.
Leidinglengte	Een afstand van 5 km (geen uitzonderlijke obstakels) zal voor een zeer beperkt aantal projecten passen. Juist het ontsluiten van industriële restwarmte naar potentiële partijen met warmtebehoefte maakt dat het vaak gaat om een langere afstand dan 5 km. Industriële clusters bevinden zich doorgaans niet in zulke nabijheid van de bewoonde wereld. Meerdere categorieën of een variabele lengte zou beter passen voor de meeste projecten. In het investeringsbedrag moet dan wel met obstakels rekening gehouden worden.	Er is gekozen voor een transport afstand van 10 kilometer (bij categorie zonder warmtepomp) en 1 kilometer (bij categorie met warmtepomp), uitgaande van de gemiddelde prijs per meter bij verschillende ondergronden en op basis van terugkoppeling tijdens de marktconsultaties. Erg complexe kruisingen met obstakels zijn niet meegenomen worden in de berekening van het basisbedrag

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		aangezien er dan grote kans is op oversubsidiëring.
Leidinglengte	De aangegeven 5 km voor de pijpleidinglengte in de referentie is te algemeen en zal veelal te lang blijken zeker indien we kijken naar de lengte van de koppeling tussen de warmtepomp en de WOS en het distributienetwerk buiten beschouwing laten. Als deze 5 km een minimum is voor de aanvraag dan zijn wij daar geen voorstander van.	Ter kennisgeving aangenomen. De transportleidinglengtes zijn aangepast naar 1 km in de categorie met warmtepompsysteem en 10 km in de categorie zonder warmtepompsysteem. 1 km is gekozen aangezien de verwachting is dat de meest kosteneffectieve projecten in Nederland, die vallen onder deze categorie, uit zullen komen op maximaal deze lengte. 10 km is gekozen aangezien de verwachting is dat de meest kosteneffectieve projecten die geen gebruik maken van een warmtepomp, omdat de temperatuur al in de meeste gevallen op de juiste hoogte is, verder van de warmteafnemers liggen dan projecten waarbij lage-temperatuurwarmte kan worden uitgekoppeld. De pijpleidinglengtes zijn geen vereisten voor de aanvraag.
Leidinglengte	In verband met leidinglengte zouden er meerdere categorieën opengesteld kunnen worden (met een soort staffel/differentiatie) of rekening worden gehouden met een variabele afstand van de transportleiding. Bij zorg achteraf kan er een toets worden gedaan op mogelijke oversubsidiëring. Vooral nog is echter de zorg eerder dat projecten niet ontstaan dan dat er oversubsidiëring ontstaat.	In verband met mogelijk strategisch gedrag wordt het niet geadviseerd om een staffel aan te houden voor de pijpleidinglengte. Daarnaast wordt in verband met het generieke karakter van de SDE++-regeling, niet geadviseerd een variabele afstand op te nemen.
Leidinglengte	Veel van onze locaties liggen in de buurt van kleinere dorpen en niet op industrieterreinen. Hierdoor is warmte-integratie met de omgeving lastiger.	Ter kennisgeving aangenomen
Leidinglengte	Wij dringen er op aan om verschillende afstand-subcategorieën te hanteren tot bijvoorbeeld 30 km. Een fijnmazige categorie-indeling verkleint ook het risico op oversubsidiëring.	Om strategisch gedrag te voorkomen is er niet voor gekozen een dergelijke staffel te adviseren.
Investeringskosten	Met welk kengetal per meter pijpleiding is gerekend? Het VESTA/MAIS-model gehanteert kengetallen die aan de lage kant zijn.	Voor de subcategorieën waarbij warm water wordt geleverd is uitgegaan van de gemiddelde prijs per meter bij verschillende ondergronden. Deze gegevens komen uit het VESTA-MAIS-model en de gegevens zijn gekalibreerd met marktgegevens. De uiteindelijke kosten per meter pijpleiding waarmee is gerekend zijn in het eindadvies hoger uitgekomen dan de kosten per meter zoals gehanteerd in het conceptadvies.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Looptijd	SDE++ kent een horizon van 15 jaar. De industrie hanteert echter veel kortere terugverdientijden. Het is dus de vraag of de industrie deze regeling omarmt.	Het OT-model bevat een berekening van de terugverdientijden per categorie, die overigens in theorie per definitie korter zijn dan de 15 jaar subsidielooptijd.
Looptijd	De kosten voor infrastructuur worden gemaakt voor een periode die zeker langer is dan 15 jaar. De voorziene CO ₂ -reductie is ook zeker langer dan 15 jaar; het ligt ook niet in de lijn der verwachting dat na 15 jaar de gebruiker weer overstapt op een alternatief dat meer CO ₂ -uitstoot.	Een beschikking heeft een looptijd van maximaal 15 jaar. Dit punt is meegegeven aan EZK.
Maatschappelijke kosten	Het zou kunnen dat door de SDE++-subsidies aan geothermie, bioketels, aquathermie, etc. de inkooprij van deze warmtebronnen per saldo lager uitkomt dan die van restwarmte, ondanks dat de maatschappelijke kosten van restwarmte lager liggen. Daarom graag aandacht voor een gelijk speelveld om te voorkomen dat er onnodig maatschappelijke kosten moeten worden gemaakt. In de huidige opzet is dit risico onvoldoende afgedekt.	Het verzoek voor aandacht voor een gelijk speelveld is meegegeven aan EZK.
Meerlengte aansluitkosten	2500 m aansluitleiding voor elektrische voeding van de WP is een forse afstand. Wat is de onderbouwing van deze benodigde lengte?	Dit is de aanname die is genomen in het eindadvies basisbedragen SDE+ 2019 bij een typische lengte zonnepv-aansluiting en in het conceptadvies is overgenomen.
Netaansluitkosten	Netaansluitkosten: er staat in het conceptadvies dat deze zijn gebaseerd op Stedin- en TenneT-tarieven; dat is dan alleen voor elektra. Waarop zijn de warmte-aansluitkosten gebaseerd?	Aangezien er op dit moment geen landelijke of regionale warmtewarmte-netbeheerder is in Nederland kan deze vergelijking niet worden gemaakt. De warmte-aansluitkosten zijn gebaseerd op gegevens die zijn teruggekoppeld tijdens de marktconsultatie en literatuurstudies.
Operationele kosten	De O&M-kosten van 1-3% herkennen wij voor leidingwerk. Voor installaties is dit echter aan de lage kant. Voor installaties is meer onderhoud nodig, dit ligt eerder in de range van 3-5% van de investeringskosten. Bij de categorieën met een warmtepomp, bepaalt deze installatie voor het merendeel de investeringskosten. De gekozen vaste O&M-kosten van 2% is ons inziens dan ook te laag voor deze categorieën. Wij verzoeken deze te verhogen naar 4% van de investeringskosten.	Op basis van de marktconsultatie en literatuur is 2% van de CAPEX aangenomen als een aannemelijk getal voor de vaste operationele kosten.
Operationele kosten	Een belangrijk onderdeel van de operationele kosten is het koelen van de warmte die niet door de afnemers wordt afgenomen. Indien de uitgekoppelde restwarmte niet kan worden geleverd of opgeslagen zal deze moeten worden gekoeld.	De kosten voor koeling zijn niet meegenomen in de referentieprojecten aangezien wordt aangenomen dat deze kosten er ook zijn in de initiële situatie.
OT-model	In de businesscase van een warmtenet worden investeringen en exploitatie van de bron, net en afgifte samengebracht tot één financieel model. Wij	Ter kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	zijn van mening dat het subsidiëren van de bron een significante ondersteuning kan betekenen voor de ontwikkeling van duurzame warmtenetten.	
OT-model	Uitgaande van Onrendabele Top model, zoals dat gepubliceerd is op de website van het PBL, is opgemerkt dat de investeringskosten thans niet zijn gebruikt in de berekening (zie sheet H, cel E35). In het OT-model staat er achter de Totale investeringskosten de opmerking dat 'deze waarde ter informatie wordt getoond maar niet gebruikt in de berekening'. Echter, voor het vaststellen voor het 'aandeel equity' (zie sheet H, cel D125) wordt wel degelijk rekening gehouden met het investeringsbedrag. Vervolgens wordt het basisbedrag berekend met inachtneming van het 'aandeel equity'. Aldus heeft het investeringsbedrag wel degelijk zijn invloed bij het vaststellen van het basisbedrag	De tekst in de opmerking was foutief en is niet meer terug te zien in het nieuwe OT-model. De investeringskosten worden wel degelijk meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Investeringskosten	Wij zetten vraagtekens bij de werkelijke kostenbesparing van een warmtebuis met kleinere diameter. De grootste kosten zitten in het civiele werk van plannen en graven. De iets grotere buis heeft hier slechts beperkt invloed op terwijl de isolatie significant beter moet zijn hetgeen de prijs van de buis per strekkende meter aanzienlijk verhoogd.	De kosten voor pijpleiding per meter (inclusief inpas-kosten) zijn verhoogd in het eindadvies ten opzichte van het conceptadvies.
Pompennergie	De pompennergie van 0,005 MJe/MJth is voor een afstand van 5 km een redelijke aanname; dit verandert dus ook bij een andere afstand.	Deze waarde voor pompennergie is niet aangepast. Het cijfer lag in de range van de terugkoppelde waarden uit de marktconsultaties en de nagestuurde informatie.
Pompennergie	In een primair net is de pompennergie gemiddeld op jaarbasis ca. 2 kWh/GJ. Dit komt overeen met 0,0072 MWhe/MJth. Daarnaast is ook pompennergie voor transport nodig. Deze liggen meestal hoger dan die van het distributienet. Voorbeeld: 5 km, dT 40°C leidingdiameter 300 mm: pompennergie is dan ca. 3,35 kWh/GJ (= 0,0121 MJe/MJth). Bij een hogere leverings-temperatuur en hogere delta T, is de pompennergie per MWh lager (gezien er per kg meer energie wordt getransporteerd).	Ter kennisgeving aangenomen.
Pompennergie	In de NEN7125 wordt gebruik gemaakt van een specifiek hulpenergiegebruik voor transport bij netten van meer dan 3 km van $0,0018 * L$ (km) van het net.	Ter kennisgeving aangenomen.
Referentieproject	Om de ambities uit het klimaatakkoord waar te maken, kan de warmterotonde als referentieproject worden genomen voor de berekening van de onrendabele top van grootschalige restwarmte-infrastructuur.	Het klimaatakkoord is geen kader voor het advies. Het kader wordt gevormd door de uitgangspunten die in het advies integraal opgenomen staan. Verder denken wij dat de warmterotonde geen generieke Nederlandse situatie beschrijft noch denken wij

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		dat de warmerotonde het project is waar het eerst restwarmte benut kan gaan worden.
Systeemgrenzen	De locatie van een warmtepomp in combinatie met een datacenter is casus afhankelijk. Bij grotere transportafstanden is het logisch om de warmtepomp bij het datacenter te plaatsen gezien de sterk toenemende warmtetransport- en distributiekosten voor restwarmte van lage temperaturen. Bij korte transport- en distributieafstanden kan plaatsing van de warmtepomp bij de afnemer gunstiger zijn door optimalisatie van de inkoop- en netkosten van elektriciteit.	Aangezien niet alle onderdelen van het warmtenet (vanaf de bron naar de uiteindelijke afnemer) vallen onder SDE++-regeling is er voor gekozen om uit te gaan van een centrale warmtepomp dichtbij de warmtebron, voordat de warmte wordt getransporteerd over een grotere afstand. Dit is in overeenstemming met reacties uit de marktconsultaties.
Systeemgrenzen	De categorieën zijn niet helder; wat is de definitie van een WOS. Kan er ook sprake zijn van een WOS naar een distributienet in de tuinbouw?	De WOS is een warmteoverdrachtstation die in de referentieprojecten wordt gepositioneerd aan het einde van de genoemde transportafstand. Dit is dus de locatie waar de restwarmte van de primaire transportleiding over gaat naar een regionaal of lokaal distributienet.
Systeemgrenzen	Ruwweg vallen de kosten uiteen in 3 componenten: uitkoppeling, transport en distributie en aansluiting. De SDE++ zou in ieder geval moeten voorzien in de vergoeding van uitkoppeling en (het grootste deel van het) transport. De SDE++-subsidies zoals gepresenteerd in het conceptadvies is onvoldoende is om tot realisatie van restwarmteprojecten te komen. Dit komt onder meer doordat de warmte-distributiekosten een belangrijke rol spelen. Deze vallen buiten het domein van de SDE++. De SDE++ kan daarmee niet zonder aanvullend instrumentarium tot rendabele projecten leiden.	Het basisbedrag voorziet in de vergoeding van de uitkoppeling en de transportleiding. Volgens uitgangspunt van EZK valt het lokale of regionale distributienet niet onder de SDE++-regeling.
Systeemgrenzen	Transport en distributie zijn verschillende stappen in de waardeketen voor warmte. Distributie en levering kunnen samenvallen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Systeemgrenzen	Subsidie is bedoeld voor o.a. deel bron t/m WOS bij distributienet. Bij sommige projecten is er mogelijk een 'warmteverzamelleiding' Achter een mogelijk WOS zit dan geen distributienet, maar een lange regionale transportleiding die warmte transporteert naar een aantal WOS'en voor verschillende afzetgebieden en verschillende type klanten zoals woningbouw en tuinbouw. Onduidelijk is hoe bovengenoemd project binnen de scope van de regeling past.	Bij de uitvoering zal bekeken kunnen worden of 'dubbelstelling' plaatsvindt bij het transporteren en leveren van eenheden restwarmte. Voor ons advies heeft het geen direct consequenties.
Systeemgrenzen	Gezien de variëteit aan bronnen en klantgroepen/afzetgebieden, in het geval van een groot regionaal warmtenet en de mogelijkheid dat een bron aan verschillende klantgroepen levert lijkt een opsplitsing in deze subcategorieën	Gezien het generieke karakter van de SDE++ en de uitgangspunten van EZK, om geen distributienet op te nemen, is gekozen voor de huidige indeling van

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	niet werkbaar. We willen benadrukken dat warmte(transport)projecten complexer zijn dan in het conceptadvies wordt voorgesteld. Wij suggereren om meer ruimte voor maatwerk voor grotere complexere projecten, met meerdere typen aanbieders en afnemers, te geven.	subcategorieën. Met een specifiek dergelijk project kan daarom geen rekening worden gehouden.
Systeemgrenzen	Wat wordt in het conceptadvies met het blokje 'Uitkoppeling' bedoeld in figuur 1.3? De echte uitkoppeling vindt waarschijnlijk plaats in een warmtewisselaar die zit in de WOS. In deze figuur lijkt dit gescheiden. Welke kosten worden hier wel/niet meegenomen?	Dit houdt in dat het gaat om installatie(s) die extra nodig is om restwarmte uit te koppelen bij de bron en de kosten daarmee gemeoid zijn. De figuur is aangepast in het eindadvies, waarbij wordt uitgegaan van één warmtewisselaar binnen de systeemgrenzen van het gehele referentieproject.
Systeemgrenzen	Datacenters zelf gebruiken al warmtepompen t.b.v. hun koeling. De koppeling met een warmtenet kan veelal plaatsvinden d.m.v. een T-stuk/klep waarmee de warmte wordt afgevoerd naar het warmtenet. De warmtepomp die nodig is om vervolgens op de gewenste transporttemperatuur te komen is de verantwoordelijkheid van het warmtenet-bedrijf. Indien deze opwekking zo dicht mogelijk bij de bron moet worden gedaan dan is overleg met de datacenters mogelijk voor plaatsing van een warmtepomp aan de erfgrens.	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies is de aanname gemaakt dat het warmtepompsysteem dicht bij de bron staat.
Systeemgrenzen	Wij zijn van mening dat andere onderdelen van een dergelijke warmtesysteem (zoals het distributienet) via alternatieve instrumenten gestimuleerd moeten worden. Wellicht is het goed om aan te geven welke subsidies wel gelden voor distributienetwerken.	Ter kennisgeving aangenomen.
Systeemgrenzen	Van groot belang achten wij dat ook bestaande restwarmteprojecten onder de scope van de SDE++ komen te vallen.	De SDE++-regeling geldt alleen voor nieuwe nog niet in gebruik zijnde projecten. Al gerealiseerde projecten kunnen niet met terugwerkende kracht SDE++-subsidie ontvangen.
Systeemgrenzen	Wij zien dat warmtepompen bij het gebruik van restwarmte van datacenters centraal geplaatst worden binnen het distributiesysteem, in eigendom en beheer bij de warmtedistributeur en -leverancier. Om die reden worden deze niet opgenomen binnen de installatie van een datacenter, maar met eigen aansluitingen gerealiseerd buiten een datacenter, voor een warmteoverdrachtstation.	Ter kennisgeving aangenomen.
Systeemgrenzen	De huidige systeembeschrijving in het conceptadvies gaat uit van traditionele warmtenetten en lijkt weinig ruimte te bieden voor innovatieve technieken voor (voornamelijk) warmtapwaterbereiding. Een nadeel van het gedefiniëerde net is dat er in de zomer hoge warmteverliezen zijn omdat het warmtenet altijd op temperatuur gehouden	Ter kennisgeving aangenomen. In overleg met marktpartijen en experts op het gebied van stadswarmte en op basis van literatuurstudies is een warmtenet met 75 °C aanvoer en 40 °C graden retour representatief voor een toekomstig

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	moet worden voor traditionele warmtapwaterbereiding.	warmtenet. Daarnaast wordt in het eindadvies niet geadviseerd om restricties op te leggen in de aflevertemperatuur.
Systeemgrenzen	Bij een kleinere temperatuurlift op de centrale warmtepomp, dienen weer andere maatregelen bij de woningen genomen te worden (bijv. boosterwarmtepomp). Dit is dus een ketenoptimalisatie.	Als uitgangspunt van EZK worden maatregelen zoals een distributienet of aanpassingen aan woningen niet meegenomen in de SDE++-regeling.
Systeemgrenzen	Hoe zit het met de vraag naar warm tapwater in de zomer? Als tapwater met een andere installatie wordt verwarmd (buiten het systeem dat gesubsidieerd wordt) hoe zit het dan met de CO ₂ -ranking van deze optie vergeleken met hogetemperatuurwarmte? Die zit dan buiten de systeemgrens van de SDE++; maar dat leidt wel tot een appels-en-pereneffect in de ranking op de subsidie-intensiteit per vermeden ton CO ₂ -emissie.	Als uitgangspunt van EZK worden maatregelen zoals aanpassingen aan woningen niet meegenomen in de SDE++-regeling.
Temperatuur	Retourstromen hebben een lagere temperatuur (< 75 °C tot circa 35 °C). Een retourtemperatuur van 40 °C is in de meeste gevallen in ieder geval te laag voor een regionaal transportnet waar meestal uit wordt gegaan van een temperatuurregime van 120-70 °C.	In het referentieproject is een aanname gedaan van de meest voorkomende temperatuurregime bij nieuw te bouwen warmtenetten.
Temperatuur	Het onderscheid in temperatuur cq. water/stoom is niet helder. Het is logischer om de categorie warm water door te trekken naar 120°C en stoom te laten starten vanaf 120°C aangezien veel stadsverwarmingsnetten aanvoertemperatuur in de winter hebben van tussen de 100°C en 120°C (op druk).	Voor de berekeningen van de basisbedragen bij de referentieprojecten is er rekening gehouden met een grens van 120 °C (in plaats van eerder 100 °C) voor de overgang van water naar stoom.
Temperatuur	In een stoomsysteem komt er condensaat retour. Typisch is de temperatuur van condensaat tussen de 80 en 100°C en tussen de 2 en 8 bar overdruk.	Ter kennisgeving aangenomen. Hier is mee rekening gehouden bij de berekening van het basisbedrag.
Temperatuur	Een overschatting van de delta T leidt tot een onderschatting van de benodigde investeringen omdat in werkelijkheid grotere warmtewisselaars, pompen en leidingdiameters noodzakelijk zijn. Voorgesteld wordt om een verschil tussen aanvoer en retour van 25 - 30 °C aan te houden en hierop de investeringen in de referentie installatie in te schatten.	Bij de referentieprojecten van het eindadvies is uitgegaan van een delta T van 30 °C.
Temperatuur	De huidige indeling in het conceptadvies maakt juist de verdeling in temperatuurniveau het onderscheidende criterium. Voor een groot regionaal systeem met veel verschillende soorten invoeders en klanten, helpt dit niet. Er wordt met een mix van temperaturen gewerkt, waarbij de basis wordt gevormd door de inkoop restwarmte bij de uitkoppelende partijen op hoge temperatuur t.b.v. (bestaande) gebouwde omgeving.	In het eindadvies wordt geen onderscheid gemaakt in temperatuurniveaus. In het referentieproject is een aanname gedaan van de meest voorkomende temperatuurregime bij warmtenetten.
Temperatuur	Veiliger om te stellen dat de restwarmte (bij lagetemperatuurcategorie) tussen 20 °C en 30 °C zal liggen (in plaats van een vaste temperatuur)	Ter kennisgeving aangenomen. De temperatuurniveaus zijn in het eindadvies minder rigide.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Temperatuur	Opwaardering naar 75 graden is te weinig, want je hebt meerdere overdrachtspunten met bijbehorende warmteverliezen. Uitgangspunt van minimaal 80 graden is beter. Om die 80 graden te realiseren is een speciale HT-warmtepomp noodzakelijk. Die is een stuk duurder dan een normale warmtepomp (die tot 60 graden gaat) en die zijn ook nog niet echt op de markt voor de grotere vermogens. Het is belangrijk dat hier in het advies rekening mee wordt gehouden.	Ter kennisgeving aangenomen. In overleg met marktpartijen en experts op het gebied van stadswarmte en op basis van literatuurstudies is een warmtenet met 75 °C aanvoer en 40 °C graden retour representatief voor een toekomstig warmtenet.
Temperatuur	De Warmtewet biedt op dit moment nagenoeg geen mogelijkheden om de uitkoeling bij klanten te beïnvloeden. Daarom moet worden uitgegaan van een retourtemperatuur van 55 °C of hoger in plaats van 40 graden.	Ter kennisgeving aangenomen. In overleg met marktpartijen en experts op het gebied van stadswarmte en op basis van literatuurstudies is een warmtenet met 75 °C aanvoer en 40 °C graden retour representatief voor een toekomstig warmtenet.
Terminologie	Terminologie is verwarrend. Levering via een leverancier is niet direct. Net als bij elektriciteit is er in de warmtewet sprake van een producent (warmtebron), een leverancier (shipper) en een verbruiker (in dit geval een tuinder). Graag aansluiten bij de definities uit de warmtewet.	In het eindadvies wordt aangesloten op deze terminologie.
Terminologie	Wat wordt in het conceptadvies bedoeld met een afnamepunt?	Dit betrof in het conceptadvies een WOS of het punt waar warmte uitgekoppeld wordt aan daadwerkelijke afnemer zoals tuinder of bedrijf. In het eindadvies is uitgegaan van een WOS als eindpunt van een project, voordat het buiten de systeemgrenzen (een lokaal-distributienet) van de SDE++ komt.
Terminologie	Voor de eenduidigheid zou het goed zijn als het PBL voor de definities van lage, midden en hoge temperatuur aansluit bij de definities in de Warmtewet.	Definitie van warmte in Warmtewet: "thermische energie die ten behoeve van ruimteverwarming of verwarming van tapwater wordt geleverd door middel van transport van water"; Definities van temperaturen staan niet in de Warmtewet.
Vermeden CO ₂	Wordt de CO ₂ -emissiefactor aangepast of getoetst aan KEV 2019?	Ja, in het eindadvies is de CO ₂ -emissiefactor berekend op basis van de ongewogen gemiddelde marginale emissie van de elektriciteitsproductie in 2030 zoals geraamd in de KEV2019.
Vermeden CO ₂	Als warmte geleverd wordt aan een WOS dan worden bij levering aan woningen uiteindelijk aardgasketels in woningen vervangen. Wordt hier nu gerefereerd aan installaties bij grootverbruikers warmte (afnemers) of aan installaties van de warmte leverende	Het gaat om de CO ₂ -uitstoot van de installatie die normaal gesproken gebruikt wordt om de warmte te leveren.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	industrie zelf (subsidie vragende industrie die warmte uit koppelt)?	
Vermeden CO ₂	De referentie voor vermeden CO ₂ geldt alleen in specifieke gevallen, bijvoorbeeld bij nieuwe woonwijken. Bij het aansluiten van bestaande bouw is dat eerder de individuele HR-ketel.	Omdat vooraf niet bekend is waar de warmte uiteindelijk afgenomen wordt en vanwege het generieke karakter van de SDE++-regeling, wordt er niet gerekend met een individuele HR-ketel als referentie voor vermeden CO ₂ . Om het algemeen en generiek te houden is de aanname voor gasgestookte WKK genomen. Deze voorziet warmte voor tuinders, industrie en woonwijken.
Vermogen	Het PBL gaat voor het referentieproject uit van een 25 MW _{th} leveringsvermogen voor 50 ha glastuinbouw. In de praktijk is met een referentie vermogen van 25 MW _{th} een totaal glasoppervlak van circa 150 ha gemoeid in plaats van 50 ha. Dit leidt tot hogere toegerekende kosten voor het aansluiten van glastuinbouwbedrijven op restwarmte. Hogere aansluitvermogens worden haalbaar indien ook middenlast levering vanuit het restwarmtesysteem mogelijk is. Het aantal draaiuren loopt daarbij terug naar ruim 3000 op jaarbasis. In dat geval leidt de teruggang in draaiuren tot andere kostenplaatjes. Bij de verdere uitwerking van de SDE++ is daarom een onderscheid tussen basis- en middenlast toepassing van restwarmte sterk te overwegen.	Op basis van de consultatiereacties is er voor gekozen om uit te gaan van 10 MW _{th} bronvermogen in plaats van 25 MW _{th} . Het is verder niet van toepassing voor de aanvraag om te specificeren wie de eindgebruiker is dus het is niet relevant te vermelden hoeveel hectare glastuinbouw hiermee gemoeid is. Daarnaast zijn we terughoudend in differentiatie naar vollasturen. Met de gekozen 6000 vollasturen kan er worden voorzien in basislast en een deel middenlast.
Vermogen	De gekozen capaciteit van 25 MW _{th} voor de restwarmte bron is te hoog en in de praktijk niet realistisch. Om te komen tot een restwarmteproject van 25 MW _{th} zullen meerdere bronnen moeten worden gekoppeld met bijbehorende hogere investeringsbedragen. Slimmer is om het vermogen van de levering kleiner te maken. Hierdoor wordt eerder een groot aantal vollasturen behaald en is met dezelfde hoeveelheid subsidie meer warmte uit te koppelen. Voorgesteld wordt om te kiezen voor een referentieproject van 10 MW _{th} .	Bij de referentieprojecten van het eindadvies is uitgegaan van een vermogen van 10 MW(th) (in plaats van 25) en 6000 vollasturen.
Vermogen	Voor het referentieproject wordt in het conceptadvies gekozen voor een warmteleveringscapaciteit van 25 MW _{th} . Dit getal is gekozen op basis van o.a. de enquête van Navigant. De enquête van Navigant is gericht geweest op (de grote) individuele industriële bedrijven. Het gaat bij industriële restwarmte vaak om een project binnen een groter geheel. Het gaat hier niet om het ontsluiten van één restwarmtebron naar één woonwijk. De capaciteit van sommige projecten in Nederland kan zelfs ook 250 MW _{th} zijn. Voor be-	Gezien het generieke karakter van de SDE++ kan met een specifiek dergelijk groot project geen rekening worden gehouden. De referentieprojecten in het eindadvies zijn gekozen op basis van teruggekoppelde informatie uit de markt en zijn gekozen als de meest waarschijnlijke restwarmteprojecten.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	paalde individuele bronnen kan het criterium van 25 MW _{th} wel voldoen, al zijn er die potentieel veel groter zijn. Er zou daarom voor de categorie <i>industriële restwarmte</i> tenminste een speciale categorie moeten zijn waar het gaat om een warmtetransportnet met meerdere warmtebronnen en meerdere soorten categorieën warmtegebruikers.	
Vermogen	0,5 MW _{th} /ha kan niet 6000 uur (vol-last) worden gebruikt. Wij gaan uit van 0,3 MW _{th} /ha basislast.	Ter kennisgeving aangenomen.
Vermogen	Aangeraden wordt om meerdere referenties te maken bijvoorbeeld: 2,5-5 MW _{th} , 5-10 MW _{th} , 10-20 MW _{th} , 20-50 MW _{th} en 50+ MW _{th} . Wij realiseren ons dat er veel scenario's mogelijk zijn maar dit kenmerkt juist de wijze waarop we in Nederland de warmtenetten vorm willen gaan geven. De SDE++ zal hier juist een stimulans in moeten zijn en geen beperking.	Ter kennisgeving aangenomen. Vanwege het generieke karakter van de SDE++ is het niet wenselijk geacht om veel verschillende subcategorieën te adviseren. Daarom is een vermogen gekozen wat aansluit bij literatuur en reacties vanuit de markt.
Vermogen	Ons is niet geheel duidelijk waar die 25 MW _{th} op is gebaseerd. Is dit alleen voor de basislast, of voor de gehele warmtelevering? Het lijkt erop dat enigszins verouderde data zijn gebruikt.	In het conceptadvies is voor 25 MW _{th} gekozen als referentievermogen op basis van terugkoppeling van bedrijven eerder dit jaar (enquête Navigant) en op basis van literatuur. Dit gaat over het vermogen dat kan worden uitgekoppeld bij de warmtebron. In het eindadvies wordt in beide subcategorieën uitgegaan van 10 MW _{th} en basis- of middenlast.
Vermogen	Wij herkennen ons niet in de vermogensgrens van 25 MW _{th} in onze dagelijkse werkzaamheden bij het ontwerpen van (nieuwe) warmtenetten? Een ondergrens van 3 à 5 MW _{th} (basislast) zien we vaker terugkomen.	Het vermogen in het eindadvies is aangepast.
Vermogen	De parameter "Outputvermogen bij afnamepunt/afnemer" is voor alle categorieën op 25 MW _{th} gezet. Is dit ook het minimale vermogen voor toekenning? Zo ja dan het dringende verzoek het minimum vast te stellen op een aanzienlijk lagere waarde dan 25 MW _{th} .	Deze vermogens zijn gebruikt als vermogen voor het referentieproject om uiteindelijk de basisbedragen te berekenen. Het vermogen is niet bedoeld als minimumvereiste om een aanvraag in te kunnen dienen.
Vollasturen	Vollasturen warmteafzet: voor een glastuinbouwbedrijf zijn de 6000 uren in de categorie 4. <i>Uitkoppeling direct naar glastuinbouwbedrijf</i> (conceptadvies) goed aansluitend bij de praktijk.	Ter kennisgeving aangenomen
Vollasturen	Vanuit het oogpunt van flexibiliteit is het wenselijk dat stoomlevering kan variëren in de tijd (bijvoorbeeld op momenten van hoge elektriciteitsprijzen). Daarom is 8000 vollasturen voor ontkoppeling naar bedrijfsprocessen relatief hoog.	Voor de subcategorie stoomlevering is gerekend met 7000 uur voor basislast.
Vollasturen	6000 vollasturen is voor utiliteitsbouw erg hoog. Daarvoor moet worden uitgegaan van 4000 vollasturen. Voor tuinbouw hangt het af van de vraag of	Aangenomen wordt dat de warmtebron kan voorzien in de levering van warmte voor middenlast of basislast

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	basislast of middenlast wordt geleverd. Als vollasturen voor levering naar tuinbouw of utiliteitsbouw wordt 4500 vollasturen voorgesteld.	bij de glastuinbouw. Daarom wordt uitgegaan van 6000 vollasturen. Dit aantal vollasturen is typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continue warmtevraagprofiel.
Vollasturen	4000 vollasturen op een WOS (voor stadswarmte) is een realistische aanname, die aansluit bij ervaringen in de praktijk.	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies wordt echter uitgegaan van 6000 vollasturen op basis van een vraagprofiel in de tuinbouwsector en een combinatie van basis- en middenlast. Daarnaast zijn wij terughoudend in het aanbrengen van differentiatie naar vollasturen of sector.
Vollasturen	4000 vollasturen voor stadswarmte is niet reëel. Voor stadswarmteprojecten gaan wij uit van 3000-3500 vollasturen per jaar. Het verzoek is daarom om de categorie voor stadswarmte vast te stellen op 3000 vollasturen.	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies wordt echter uitgegaan van 6000 vollasturen op basis van een vraagprofiel in de tuinbouwsector en een combinatie van basis- en middenlast. Daarnaast zijn wij terughoudend in het aanbrengen van differentiatie naar vollasturen of sector.
Vollasturen	8000 vollasturen bij levering aan bedrijfsmatige processen is aan de hoge kant. Er zal in het geval van koppeling van twee bedrijfsmatige processen geen optimale afstemming kunnen zijn van het volledig benutten van de capaciteit van het geïnstalleerde bronvermogen van de restwarmte infrastructuur (stoomleiding). Vaak is namelijk sprake van batch gerelateerde productie/afname door de aard van industriële processen. De voedingssector kenmerkt zich bijvoorbeeld veelal door batchprocessen, waarbij 5 daagse productie of zelfs de campagne (seizoenritme) het aantal vollast uren bepaald. Hierdoor zal op zelfs dagelijkse basis een mismatch kunnen optreden tussen vraag en aanbod waardoor het aantal vollasturen lager zal uitkomen, op ca. 5500-7000 uur ten gevolge van lagere benutting van de capaciteit.	In het eindadvies is voor de subcategorie stoomlevering gerekend met 7000 uur. In het eindadvies wordt echter geadviseerd deze subcategorie niet open te stellen voor subsidie aangezien de meest projecten al uit zouden moeten komen zonder subsidie.
Vollasturen	Wij zouden graag een extra categorie zien voor de levering van MT- en HT-warmte met minder vollasturen, zodat restwarmte ook de behoefte aan een duurzame middenlastbron kan invullen. Het aantal vollasturen zou voor die categorie op 3000 moeten worden gesteld.	Aangenomen wordt dat de warmtebron kan voorzien in de levering van warmte voor middenlast of basislast bij de glastuinbouw. Daarom wordt uitgegaan van 6000 vollasturen. Dit aantal vollasturen is typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continue warmtevraagprofiel.
Vollasturen	De voetnoot in regel 214 in het conceptadvies suggereert dat er vanuit	De voetnoot is verwijderd in het eindadvies.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	aanbod wordt geredeneerd, terwijl hier ook de warmtevraag en het aandeel basislast vs. niet-basislast relevant voor is.	
Vollasturen	Wanneer gebruik wordt gemaakt van de spark-spread, bij restwarmtelevering uit een installatie die elektriciteit en stoom maakt, lijkt 8000 uur een hoog aantal draaiuren. Op basis van de huidige prijzen zou je eerder 6000-8000 uren draaien.	Het lijkt hier alsof er sprake is van een restwarmteproject met restwarmte uit een WKK. Volgens uitgangspunten van EZK wordt dit niet gezien als restwarmte.
Vollooprisico	Gebruik van een datacenter als restwarmtebron is verbonden aan de aanleg van een nieuw warmtenet. De eerste jaren (tot 10 jaar) wordt in zo'n warmtenet geen winst gemaakt en kan geen gebruik worden gemaakt van EIA of belastingvoordelen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Vollooprisico	Restwarmterisico bij één leverancier is inderdaad te groot. Als warmtenet exploitant kiezen we daarom voor een gespreide aanpak waarbij we multivalent zijn. Dus meerdere bronnen van meerdere bedrijven. Op die manier mitigeren we het genoemde risico.	Ter kennisgeving aangenomen.
Vollooprisico	De investeringen die op dag één zullen moeten worden genomen om uiteindelijk te kunnen voldoen aan de warmtevraag bij volledige realisatie is fors. Met deze hogere kosten anticiperen we op de groei van het areaal in de toekomst. Dit brengt onzekerheid in het project. De onrendabele top zal dan ook in de tijd afnemen, maar zal wel moeten worden gefinancierd tijdens de looptijd. Industrie zal alleen SDE++ aanvragen bij voldoende zekerheid omtrent de afzet. Zij zullen weinig tot geen vollooprisico accepteren. Daardoor komen grotere projecten nu slecht van de grond.	Ter kennisgeving aangenomen. De SDE++-regeling geeft geen voorschotsubsidie maar wordt uitgekeerd op basis van de daadwerkelijke exploitatiecijfers per jaar.
Waarde restwarmte	Er lijkt te worden verondersteld dat de inkoopwaarde van restwarmte van de industrie nihil is. De huidige praktijk leert dat restwarmte, los van de uitkoppelkosten, wel een marktwaarde heeft. Dit moet worden meegenomen in de berekening van het basisbedrag.	Er wordt uitgegaan van een waarde van restwarmte van nul, aangezien de producerende industrie er koeling voor terugkrijgt en die kosten dus niet meer hoeft te maken.
Warmteverlies	Het warmteverlies is afhankelijk van de temperaturen en afstand. Het leidingverlies van een transportleiding (geen aftakkingen) is in de regel kleiner dan 3% over 5 km. Voor grotere afstanden zal het percentage hoger liggen.	Hier is rekening mee gehouden bij het berekenen van het warmteverlies per referentieproject.
Warmteverlies	Hoe worden warmteverliezen berekend in het basisbedrag?	Met behulp van informatie uit de markt en kengetallen uit het VESTA-MAIS-model zijn de warmteverliezen berekend. Bij de bepaling van de uiteindelijke verliezen is rekening gehouden met de transportafstand.
Warmteverlies	Het PBL gaat in het conceptadvies uit van 3% leidingverlies over een afstand van 5 km. Dit kan kloppen voor zover sprake is van die 5 km en van 1 enkele leiding, maar het is afhankelijk van de leidingdiameter en het vermogen dat	Ter kennisgeving aangenomen. In het eindadvies is rekening gehouden met verschillende verliezen bij verschillende leidinglengtes

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	door de leiding gaat. De leidingverliezen nemen toe met de lengte van de leiding. Er dient bij de berekening van het basisbedrag rekening te worden gehouden met een toenemend leidingverlies bij toenemende leidinglengte.	bij de berekening van de basisbedragen.
Warmteverlies	Voor transport van 75 °C warmte over een afstand van 5 kilometer (dus 5 kilometer op 75 °C en 5 kilometer op 40 °C (retour) is 3% warmteverlies vrij laag.	Ter kennisgeving aangenomen.

B.9 Elektrische boilers

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Elektrische boiler (algemeen)	<p>Een reële industriële basislast stoombron zal een stoomcapaciteit van rond de 100 MWe hebben. Een subsidieregeling voor een e-boiler zou aansluiting kunnen vinden bij de subsidie methodiek voor biomassa boilers. De belangrijkste elementen die bepalend zijn voor de onrendabele top zijn:</p> <p>A. Het verschil in investering (positief of negatief) ten opzichte van een gasboiler. Hierin moet ook de investering in on-site uitbreiding van elektrische infrastructuur worden meegenomen.</p> <p>B. Het verschil in totale variabele kosten tussen gas gestookte stoom t.o.v. elektrisch opgewekte stoom.</p> <p>C. Mogelijke eenmalige aansluitkosten voor de verzwaren van de externe infrastructuur tot aan het hek.</p> <p>Ons advies is om een uitwerking te maken van een additionele referentiecase voor de basislast e-boiler waar het basisbedrag de bovenstaande punten meeneemt. Hiermee zou de grote CO₂-reductiepotentie van e-boilers gevaloriseerd kunnen worden.</p>	<p>De berekening van het basisbedrag omvat de genoemde punten:</p> <p>A. De investeringskosten voor de te vervangen technologie worden binnen de SDE regeling niet meegenomen. De investering in on-site uitbreiding van de elektrische infrastructuur wordt wel meegenomen.</p> <p>B. Het verschil in variabele kosten tussen gasgestookte en elektrische opgewekte stoom worden meegenomen, met uitzondering van de transporttarieven voor het gasverbruik.</p> <p>C. Voor elektrische boilers wordt in de referentieinstallatie aangenomen dat er geen verzwaren van infrastructuur buiten het hek nodig is, omdat er voldoende ruimte op de huidige aansluiting is. Dit is in overeenstemming met het uitgangspunt van EZK om als referentieinstallatie een project met relatief lage kosten te nemen.</p>
Elektrische boiler (bedrijfstijd)	<p>Waarom 2000 uur per jaar en niet bijvoorbeeld 4500, of 8000 uur per jaar bedrijfstijd? Of juist lager, zoals 1000 uur?</p>	<p>In het eindadvies wordt geadviseerd elektrische boilers te stimuleren op momenten waarbij de elektriciteitsprijs laag is, omdat op deze momenten relatief veel hernieuwbare energie in de gebruikte elektriciteitsmix zit (de elektriciteit die de e-boiler gebruikt heeft dan een lage CO₂ emissiefactor) en om ruimte te maken op het elektriciteitsnet voor deze wind- en zonne-energie. Volgens marktpartijen is er sprake van een correlatie tussen hernieuwbare energie en lage energieprijzen van ongeveer 4500 uur per jaar. Analyse van data uit de KEV2019 toont echter dat de marginale CO₂-uitstoot in 2030 sterk oploopt boven de 2000 uur bedrijfstijd bij lage e-prijzen. Er is daarom gekozen voor een bedrijfstijd van 2000 uur per jaar. Bij 1000 uur bedrijfstijd zou het decarbonisatie potentieel van de elektrische boiler worden</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		onderbenut en zouden bovendien de kosten voor transporttarieven (per geproduceerde kWh warmte) sterk stijgen.
Elektrische boiler (bedrijfstijd)	De voorgestelde 2000 uur per jaar is in overeenstemming met onze intentie om een elektrische boiler als flexcapaciteit in te zetten om hiermee een bijdrage te leveren aan netstabiliteit en facilitering van hernieuwbare elektriciteitsopwekking.	Ter kennisgeving aangenomen
Elektrische boiler (bedrijfstijd)	Is de subsidie ook van toepassing voor e-boilers van andere vermogens? En is de subsidie enkel van toepassing op e-boilers voor industriële toepassing of ook voor stadswarmte?	Het vermogen van de referentie-installatie wordt gebruikt om het basisbedrag mee uit te rekenen. De subsidie is echter ook van toepassing op elektrische boilers van andere vermogens en andere bedrijfstijden. Verder is de categorie van toepassing op grote elektrische boilers, en niet enkel specifiek op industriële toepassingen.
Elektrische boiler (bedrijfstijd)	Voor een campagnebedrijf is 2000 voor een elektrische ketel relatief fors, aangezien een campagnebedrijf al minder vollasturen draait. Voor campagnebedrijven zou hiervoor gecorrigeerd moeten worden.	We zijn terughoudend in het adviseren van subcategorieën gemaakt op basis van vollasturen.
Elektrische boiler (beschrijving technologie)	70 bar kan alleen worden bereikt met resistance heaters (of 'element boilers') die relatief duur zijn. Vanuit de markt is wel de verwachting dat electrode-boilers standalone een hoger vermogen zullen hebben maar dat is nu alleen nog in testopstellingen.	Ter kennisgeving aangenomen.
Elektrische boiler (CAPEX)	De door het PBL ingeschatte investeringskosten zijn te laag in vergelijking met eigen kostenramingen. Om een werkende elektrische stoomketel te krijgen moeten nog kosten gemaakt worden voor de civiele voorzieningen, het aansluiten van leidingwerk, constructies, engineering, regelinstallaties, etc. Industrie werkt verder in het algemeen in stoomnetten met oververhitte stoom dus een superheater is een essentieel element van de installatie. De superheater moet dus ook onderdeel zijn van het investering in een elektrische stoomketel voor een industriële toepassing.	De informatie vanuit de marktconsultatie met betrekking tot de volledige investeringskosten van een elektrische boiler zijn meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Elektrische boiler (CAPEX)	De beschrijving van de referentie-installatie komt op sommige punten niet overeen met onze eigen beoogde e-boiler.	De door het PBL gebruikte referentie-installatie voor het berekenen van het basisbedrag van de elektrische boiler kan op sommige punten afwijken van de voorzien elektrische boiler installatie van specifieke projecten.
Elektrische boiler (CAPEX)	Wordt met investeringskosten de meerkosten ten opzichte van bijvoorbeeld een gasgestookte installatie bedoeld?	Het gaat bij investeringskosten van de elektrische boiler niet om de meerkosten

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		ten tov een referentiesituatie, maar om de volledige investeringskosten.
Elektrische boiler (CO ₂ -emissiefactor elektriciteit)	Wij pleiten ervoor om een extra categorie op te nemen waarin een koppeling wordt gelegd tussen e-boilers en de productie van hernieuwbare elektriciteit. Wij stellen voor om uit te gaan van de vollasturen van wind op zee, namelijk 4500 uur. Voor de CO ₂ -emissie van de gebruikte elektriciteit van deze categorie kan ook een emissiefactor van nul worden gehanteerd als wordt aangetoond dat deze elektriciteit afkomstig is van een hernieuwbare bron. Daarbij zal het nodig zijn om een systematiek te ontwikkelen om aan te tonen dat elektriciteit afkomstig is uit hernieuwbare bronnen met een CO ₂ -emissie van nul. Hiervoor kunnen GvO's worden gebruikt, maar een telemetrie oplossing, waarbij productie en afname tegelijkertijd worden gemeten, is ook denkbaar.	Er is op basis van de uitgangspunten van EZK dit jaar enkel de optie voor elektrische boilers met een bedrijfstijd van 2000 uur per jaar op te nemen in het eindadvies.
Elektrische boiler (CO ₂ -emissiefactor elektriciteit)	Het klimaatakkoord maakt een omslag van een aanbod- naar een vraag-gestuurde uitrol en stimulans van hernieuwbare opwekking. De openstelling van de SDE++ is een van de weinige kansen om deze omslag te concretiseren tot nieuw beleid. We zijn bezorgd dat de extra elektriciteitsvraag onvoldoende gestimuleerd wordt om investeringen in het aanbod van hernieuwbare energie economisch aantrekkelijk te maken, met name van subsidievrije wind op zee. Dit kan opgelost worden door een groter aantal uren van een emissiefactor nul te kunnen profiteren in de rangschikking wanneer de indiener (op nog nader te bepalen wijze) aantoont dat hij gebruik maakt van hernieuwbare opwek.	Er is op basis van de uitgangspunten van EZK dit jaar enkel de optie voor elektrische boilers met een bedrijfstijd van 2000 uur per jaar zonder additionele toevoegingen om aan te tonen dat er gebruik wordt gemaakt van hernieuwbare energie (zoals GvO's) op te nemen in het eindadvies.
Elektrische boiler (CO ₂ emissiefactor elektriciteit)	Ons advies is om de emissiefactor voor baseload elektriciteit gelijk te stellen aan 0 g CO ₂ /kWh, waarmee de volledige emissiebesparing van de conversie van gas- naar elektrische boilers zou moeten toekomen aan de investering in deze technologie. Daarvoor zijn een aantal argumenten: <ul style="list-style-type: none"> • Elektrificatie middels e-boilers ter vervanging van fossiele energie leidt tot een additionele vraag van elektriciteit binnen Nederland. Het uitgangspunt voor deze additionele capaciteit is hernieuwbare stroom. De elektriciteits emissies zouden 0 g CO₂/kWh moeten zijn, zodat de emissiereductie van de vervangen fossiele brandstof volledig aan de industrie wordt toegerekend. • Het feit dat de elektriciteitssector naast uitbreiding ook bestaande fossiele elektriciteit capaciteit moet vervangen door duurzame, en dat daarbij in 2030 nog een emissiefactor 	De argumenten zijn duidelijk. De CO ₂ -uitstoot voor elektriciteitsgebruik van elektrische boilers is echter overeenkomstig de uitgangspunten van EZK wel meegenomen. Verder is op basis van de uitgangspunten van EZK dit jaar enkel de optie voor elektrische boilers met een bedrijfstijd van 2000 uur per jaar, zonder additionele toevoegingen om aan te tonen dat er gebruik wordt gemaakt van hernieuwbare energie (zoals GvO's), in het advies opgenomen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	<p>overblijft, kan niet ten laste worden gelegd aan de industrie.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ook de ETS-benchmarks voor de industrie (die uitgangspunt zijn voor de bepaling van de hoeveelheid vermijdbare CO₂ en de overeenkomstige CO₂-heffing), zijn hiermee in overeenstemming. Daarin worden CO₂-emissies van de gebruikte elektriciteit door de industrie niet meegenomen omdat ze horen onder de electriciteitssector. Omgekeerd kan de industrie niet aan haar CO₂-reductiedoel bijdragen door haar (bestaande) elektriciteitsvraag door duurzame elektriciteit te vervangen. In de huidige afspraken van het Klimaatakkoord heeft electriciteitsgerelateerde emissie reductie geen impact op de CO₂-reductie opgave voor de industrie van 14,3 Mton. <p>Groene stroom Afhankelijk van de vraag of aan het opereren van een e-boiler ook de eis van groene elektriciteit wordt verbonden (hetgeen bij b.v. elektrische auto's niet het geval is), zouden ook de extra kosten voor de garanties van oorsprong (GvO) meegenomen moeten worden in de berekening van de onrendabele top. Dit zou consistent zijn met de subsidieregelingen voor opwek van hernieuwbare elektriciteit, waarbij de inkomsten van de GvO's voor de elektriciteit producent worden opgeteld bij het correctiebedrag.</p>	
Elektrische boiler (correctiebedrag)	Bedrijven zullen niet altijd voordelen behalen gerelateerd aan emissierechten. Voorstel is om in het correctiebedrag voor CO ₂ -rekening te houden met <i>carbon leakage</i> waarin een gasgestookte stoomketel wel gratis ETS-rechten krijgt toegewezen maar een elektrische stoomketel niet.	In het advies zal worden opgenomen dat de inkomsten gerelateerd aan emissierechten per project kunnen verschillen en dat het ook mogelijk is dat er geen additionele inkomsten zijn.
Elektrische boiler (correctiebedrag)	Er wordt vermeld dat het verminderde gasverbruik wordt gezien als inkomsten, net zoals de overtollige emissierechten. Hoe dit wordt verwerkt in het tot stand komen van het correctiebedrag is echter onduidelijk.	In het eindadvies wordt een advies opgenomen voor het berekenen van de inkomsten door verminderd gasverbruik en eventuele inkomsten gerelateerd aan emissierechten.
Elektrische boiler (correctiebedrag)	De aangenomen referentie installatie is een gasgestookte ketel. Voor industriële installaties is verdringing van stoom uit WKK echter ook mogelijk.	Voor het correctiebedrag gaan we in het eindadvies ervan uit dat de elektrische boiler leidt tot het verdringen van warmte uit een WKK.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	De netwerkkosten verschillen per netbeheerder. Wellicht is het wenselijk om een rekenmethode te kiezen die universeel is voor Nederland en dus niet is gebaseerd op de kosten van een specifieke netbeheerder.	De netwerkkosten voor het deel beheerd door regionale netbeheerders zijn in het eindadvies gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarieven van alle regionale netbeheerders.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	De gebruikte methode om de belastingen te bepalen zijn onduidelijk.	De energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op de tarieven van de belastingschijven en het elektriciteitsverbruik van het referentie-basislastprofiel. Voor de hoogte van de belastingschijven is het gemiddelde van de verwachte ontwikkelingen in de tarieven voor energiebelasting en ODE 2019 tussen 2020 en 2030 gebruikt.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Het inzetten van de elektrische stoomketel als flexinstallatie leidt tot een hogere piek en een minder stabiel elektriciteitsprofiel. Hierdoor worden de bedrijfstijd en volumecorrectie lager. Verlaging van de toekomstige volumekorting (geldt voor de gehele capaciteit) als gevolg van de inzet van een elektrische stoomketel in combinatie met mogelijke verregaande elektrificatie is een significant projectrisico gedurende de voorziene projectlengte van 15 jaar. De huidige SDE++-opzet voorziet geen correctie van het basisbedrag mocht de volume korting vervallen of lager worden.	Het punt is meegegeven aan EZK.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Het uitgangspunt 100 MWe als piekvermogen geldt ons inziens voor een zeer klein aandeel bedrijven in Nederland en deze bedrijven zullen hoogst waarschijnlijk ook niet op korte termijn e-boilers implementeren Dit vanwege de 4 jaarlijkse stop en de beperkte capaciteit op de site voor het plaatsen van meer installaties. Deze referentie is daarom te beperkt gekozen.	De referentie in het eindadvies is aangepast naar een 20 MWe elektrische boiler die het dominante elektriciteitsconsumptiedeel op de bedrijfssite vormt.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Is er rekening gehouden met extra EAN-codes, die op een site waarschijnlijk worden gehanteerd voor het aansluiten van e-boilers. Heeft het PBL rekening gehouden met de extra kosten (waaronder energiebelasting) als gevolg van een extra EAN-code?	In het referentie-profiel gaan we ervan uit dat de elektrische boiler op een reeds bestaande aansluiting aangesloten kan worden.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Op zichzelf vinden wij het positief dat wordt uitgegaan van een vaste groothandelsprijs omdat dit investeringszekerheid vergroot.	Ter kennisgeving waargenomen
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Het is onmogelijk om van te voren exact in te schatten hoeveel uren in het jaar er nog komen die zich ook bevinden onder de 0,033 €/kWh, en wellicht nog een lager prijsniveau kennen. Hiermee loopt een beheerder van een e-boiler een risico dat hij inkomsten mist die hij had kunnen hebben. Omdat dit risico wordt veroorzaakt door de beperking van de regeling tot 2000 uur, moet ons inziens dit risico worden meegenomen in een risicopremie bij de berekening van het basisbedrag.	Het beschreven risico wordt gezien als ondernemersrisico. Er zal hiervoor geen risicopremie of correctie worden meegenomen.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	De gemiddelde groothandelsprijs, die wordt gebaseerd op de 2000 goedkoopste uren, zal niet de inkoopkosten van groene stroom (GvO's) bevatten.	De kosten voor inkoop van GvO's wordt niet meegenomen omdat we ervan uitgaan dat de 2000 uur met laagste groothandelsprijzen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	Daardoor kan de afnemer, zoals de beheerder van een e-boiler, geen GvO's inkopen voor deze 2000 uur. Met andere woorden, de aanneme van de SDE++ is dat deze 2000 uur afkomstig zijn van hernieuwbare bronnen maar de hoogte van de subsidie is hier niet op bepaald. Wij pleiten ervoor dat deze kosten wél worden meegenomen in de berekening van de groothandelsprijs.	per definitie een hoog aandeel van hernieuwbare energie elektriciteit bevatten en er daarom geen noodzaak is om GvO's in te kopen om het hernieuwbare karakter aan te tonen.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Per 1 januari 2020 treedt Full Disclosure in werking (Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 25 juni 2019, nr. WJZ/19113828 tot wijziging van de Regeling garanties van oorsprong voor energie uit hernieuwbare energiebronnen en HR-WKK-elektriciteit in verband met de toevoeging van certificaten van oorsprong). Dat brengt mee dat een energieleverancier ook voor grijze stroom de oorsprong moet aangeven. Dat moet hij doen via het redeemen van certificaten van oorsprong. De kosten van deze CvO's zal hij verhalen op de afnemer, zoals een beheerder van een e-boiler. De vraag is hoe de kosten van deze CvO's worden meegenomen in de berekening van de gemiddelde groothandelsprijs.	De kosten voor deze CvO's zijn niet meegenomen omdat verwacht wordt dat zij geen significante impact zullen hebben op de totale kosten.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Het is niet duidelijk of de berekening van de groothandelsprijs ertoe leidt dat er per jaar een andere gemiddelde prijs wordt gehanteerd. Dit is ons inziens wel logische en passend omdat immers het aandeel duurzaam opgewekte energie jaarlijks toeneemt en daardoor mede de gemiddelde groothandelsprijs wijzigt.	Er is op basis van de huidige structuur van de SDE+ ervoor gekozen de elektriciteitskosten op te nemen in het basisbedrag en niet in het correctiebedrag. Dit betekent dat er gerekend wordt met een gemiddelde van de verwachte jaarlijkse elektriciteitskosten. Er zal geen jaarlijkse correctie in de elektriciteitskosten plaatsvinden vanwege jaarlijkse fluctuaties in de groothandelsprijs.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	Indien uitgegaan wordt van een 100MW-basislastaansluiting en daar wordt een 10MWe-boiler bij geplaatst, zal het kW max contract naar 110 verhoogd moeten worden. In het meeste gunstige geval (Tennet aansluiting 220-380 kV) zal dit met 20 GWh afname per jaar resulteren in een opslag voor netwerk kosten van 7 €/MWh. Uit de integrale kosten berekening in regel 170 lijkt een veel lagere/geen transportkosten prijs gerekend te zijn.	De discrepantie tussen de verwachte kosten voor transporttarieven en die gebruikt in het conceptadvies lag in de aanneme dat er vol gebruik van de volumecorrectie mogelijk was. Dit is in het eindadvies aangepast, waar aangenomen wordt dat er geen gebruik van volumecorrectie mogelijk is. De meegenomen kosten voor kW-max en kW-gecontracteerd in de berekening van het basisbedrag vallen hierdoor hoger uit. Er wordt wel in het eindadvies specifiek opgemerkt dat er bedrijven zullen zijn wiens elektriciteitskosten voor de e-boiler lager zullen uitvallen omdat zij wel gebruik

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		kunnen maken van de volumecorrectie regeling en dat dit een significante invloed op het basisbedrag zal hebben.
Elektrische boiler (elektriciteitskosten)	De transporttarieven buiten de industrie zijn hoger. Hetzelfde geldt voor de belastingkosten op elektriciteitsinkoop. Voor toepassing buiten de industrie zullen deze beide kosten gecorrigeerd moeten worden.	Op basis van de gegeven uitgangspunten door EZK wordt in de referentie-installatie uitgegaan van een project met relatief lage kosten. Er zal voor deze openstelling geen verdere differentiatie worden gemaakt op basis van verschillen in elektriciteitskosten tussen sectoren.
Elektrische boiler (meting voor subsidie)	Subsidie zou moeten worden toegekend op basis van kWh elektriciteitsgebruik. Is makkelijk te meten en rendement van de ketel is 99%.	Ter kennisgeving waargenomen
Elektrische boiler (CAPEX)	Bij warmtepompen wordt aangegeven dat inpassingskosten erg verschillen, en dit wordt niet bij elektrische boilers genoemd, terwijl dit wel erg relevant is.	Ter kennisgeving waargenomen. Bij het berekenen van de basisbedragen is rekening gehouden met de geleverde informatie over de inpassingskosten. Uiteindelijk wordt er op basis van deze informatie een keuze gemaakt voor de inpassingskosten van de referentie-installatie.
Elektrische boiler (netaansluiting)	Waarom worden voor e-boilers wel de elektriciteitsaansluitingen buiten het hek meegenomen? Waar zit de consistente lijn?	Voor zowel e-boilers als warmtepompen wordt in het eindadvies ervan uitgegaan dat de bestaande aansluiting voldoende ruimte heeft, en dat er geen kosten zijn voor uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur buiten het hek.
Elektrische boiler (netaansluiting)	De totale investeringskosten van 71 euro per kWth is significant lager dan de investeringskosten die resulteren uit onze studies. De aanname dat de huidige elektrische aansluiting en infrastructuur voldoende is voor het plaatsen van een 10MWe-boiler vinden wij niet reëel. In hoeverre en op welke wijze zijn de kosten voor het aansluiten en inpassen van de elektrische boiler in de (bestaande) warmteinfrastructuur nu meegenomen in de investeringskosten? Klopt het dat in het conceptadvies er nu vanuit wordt gegaan dat er helemaal geen civiele kosten gemaakt hoeven te worden? Dit lijkt ons ook niet reëel.	Op basis van informatie uit de marktconsultatie zijn zijn de investeringskosten voor de referentie-installatie aangepast. De aanname dat de huidige elektriciteitsaansluiting en infrastructuur voldoende is blijft, omdat dit in overeenstemming is met de gegeven uitgangspunten van EZK om van de kosteneffectiefste projecten uit te gaan. De kosten voor aansluiting en inpassing van de elektrische boiler zijn berekend op basis van het gemiddelde van de in de marktconsultatie geleverde kosten die subsidiabel zijn binnen de SDE++ (onvoorzien kosten zijn niet meegenomen). Civiele kosten zijn wel meegenomen.
Elektrische boiler (netaansluiting)	Waarom is aangenomen dat er geen additionele elektrische infrastructuur	Deze aanname is in overeenstemming met het uitgangspunt van EZK om een

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	buiten het hek nodig is, terwijl dit voor ons project wel nodig is?	referentie-installatie te kiezen met relatief lage kosten.
Elektrische boiler (onbalansmarkt)	<p>Er wordt in de methodiek uitgegaan van groothandelsprijzen. Voor het flexibel inzetten van een e-boiler kan ook worden geacteerd:</p> <p>1) op basis van onbalansprijzen die elke minuut worden gepubliceerd door TenneT (zogenaamd "passief meerege-len").</p> <p>2) inzetten op de primaire, secundaire of tertiaire reservemarkt waardoor de flexibiliteit onder contract komt te staan van TenneT om bijvoorbeeld de <i>forecasting error</i> van hernieuwbare energie op te vangen of de scherpe <i>ramp-up</i> en <i>ramp-down</i> op te vangen die in de toekomst versterkt plaats zal vinden.</p> <p>3) Inzetten op congestiemarkten zoals GOPACS</p> <p>Het is belangrijk om te vermelden dat niet alle e-boilers dezelfde mate van flexibiliteit zullen hebben omdat dit mede afhankelijk is van het systeem dat de gebruiker heeft. Immers, als de e-boiler aangaat en warmte gaat leveren dan moet een andere eenheid (bijv gasturbine, gasmotor, gasketel) terug in productie. Dat kan niet altijd.</p> <p>Het inzetten van flexibiliteit op andere markten kan leiden tot een betere business case dan in dit conceptadvies is beschreven door de flexibiliteit in te zetten op andere markten dan de groothandelsmarkt. Echter, deze markten zijn niet diep: er wordt bijv iets meer dan 100 MW aan primair reservevermogen gecontracteerd en 400 MW secundair reservevermogen. Ook het feit dat de SDE++ een <i>first-come-first-serve</i>-regeling zorgt er voor dat de businesscase wordt afgeroomd.</p> <p>Het verdient de aanbeveling om de flexibele inzet te stimuleren omdat dit de integratie van variabele hernieuwbare bronnen extra stimuleert. De methodiek van gebruik van groothandelsprijzen is zeer verdedigbaar.</p>	Op basis van de marktconsultatie wordt ervan uitgegaan dat projecten met een elektrische boiler vooral zullen inspelen op de fluctuaties in de groothandelsprijzen. Mogelijk zal hierbij ook deels worden ingespeeld op andere markten, maar zoals ook zelf aangegeven in de reactie deze markten hebben beperktere volumes.
Elektrische boiler (OPEX)	Bij de onderhoudskosten is enkel rekening gehouden met kosten aan bewegende delen van deze installatie. Daarbij moet rekening gehouden met bv jaarlijkse PED en KVI keur, onderhoud van data communicatie systemen, beveiliging systemen, inregelen van boiler in aansturing op E prijs, etc.	Op basis van de informatie uit de marktconsultatie zijn de O&M-kosten in het eindadvies aangepast.
Elektrische boiler (OPEX)	0,81 Euro/kWth/jaar is geen 2% van 71 Euro/kW.	De O&M-kosten zijn aangepast op basis van de geleverde informatie tijdens de marktconsultatie.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Elektrische boiler (referentie-installatie)	Waarom wordt niet overwogen om juist voor de relatief kleine verbruikers een elementboiler te voorzien die bij uitbreidings- en vervangingsvraagstukken ingezet kan worden? Iedere stoomketel op gas die nu nog wordt geïnstalleerd is een probleem in de toekomst.	Er is gekozen voor een relatief grote installatie als referentie-installatie op basis van het uitgangspunt van EZK om een referentie-installatie met relatief lage kosten te nemen.
Elektrische boiler (referentie-installatie)	Een reële industriële basislast stoombron zal een stoomcapaciteit van rond de 100 MWe hebben. Ons advies is het toevoegen van een referentiecasse met een vermogensklasse > 30 MWe.	Er is geen verdere subcategorisering aangebracht op basis van vermogen omdat het vermogen een relatief lage impact heeft op het basisbedrag. Dit komt omdat de kosten voor elektriciteit veel zwaarder wegen dan de investeringskosten (ervan uitgaande dat de huidige elektriciteitsaansluiting voldoende ruimte heeft).
Elektrische boiler (referentie-installatie)	Hoe wijdverspreid zijn de gunstige inpassingsomstandigheden?	Dat is helaas niet bekend. De inpassingskosten zijn gebaseerd op informatie die geleverd is tijdens de marktconsultatie, maar het is niet zeker voor hoeveel procent van de projecten zij representatief zullen zijn.
Elektrische boiler (scope)	Het advies is weliswaar gericht op toepassing in de industrie, maar wij gaan ervanuit dat sectorspecifiek toepassing geen voorwaarde zal zijn om in aanmerking te komen voor subsidie. Het opnemen van elektrische boilers in de SDE++ biedt warmtebedrijven daarmee de kans om op momenten van lage elektriciteitsprijzen en dus een hoog aandeel van duurzaam opgewekte elektriciteit, warmte te kunnen produceren op een duurzame manier.	De categorie elektrische boilers is ook open voor niet-industriële marktpartijen.
Elektrische boiler (scope)	Elektrische boilers zouden ook voor het maken van thermische olie gebruikt kunnen worden (mogelijk als weerstandsverwarming), en zouden op gelijke manier ingezet kunnen worden als flexibele oplossing. Gelieve ook thermische olie mee te nemen in deze categorie.	De tekst in het eindadvies is aangepast. Een elektrische boiler die thermische olie wordt ook omvat, maar er is geen aparte categorie hiervoor gemaakt.
Elektrische boiler (scope)	Het verdient aanbeveling om de ondergrens te verlagen naar bijv 0.5 MW (dit is de referentie-technologie voor een compressie wampomp voor warmwaterproductie in SDE++), of om een aparte categorie toe te voegen < 5 MW en groter dan 0,5 MW, generiek of specifiek voor de tuinbouwsector. Dat laatste optie geeft de mogelijkheid om een andere referentie-installatie te definiëren en zou mijn voorkeur hebben, met name omdat de investeringskosten per MW waarschijnlijk anders komen te liggen. Ook O&M-kosten per MW zijn hoger.	Er is geen ondergrens voor elektrische boilers opgenomen in het eindadvies. Er is geen subcategorisering aangebracht naar vermogen omdat het vermogen weinig invloed heeft op het basisbedrag (de kosten bestaan voor het grootste deel uit de kosten voor elektriciteit).
Elektrische boiler (volume-correctie)	Volumecorrecties vinden nauwelijks plaats (slechts enkele schaarse voorbeelden bekend). Een e-boiler die slechts 2000 uur draait (ook al is het	In de berekening van het basisbedrag is er nu van uitgegaan dat er geen gebruik gemaakt kan worden van volumecorrectie. Er

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	slechts 10 MWe op een 100 MWe aansluiting) zal het basislast profiel sterk verstoren waardoor de volledige korting als gevolg van de volumecorrectie verloren zal gaan.	wordt wel in het eindadvies specifiek opgemerkt dat er bedrijven zullen zijn wiens elektriciteitskosten voor de e-boiler lager zullen uitvallen omdat zij wel gebruik kunnen maken van de volumecorrectie regeling en dat dit een significante invloed op het basisbedrag zal hebben.

B.10 Grootschalige warmtepompen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Warmtepompen (algemeen)	In het overzicht ontbreken proces geïntegreerde warmte pompen: deze produceren geen stoom of heet water, maar staan hun warmte direct in het proces af. Een bekende toepassing is damprecompressiedestillatie, maar er zijn ook andere vormen. Het produceren van stoom als tussenmedium is niet noodzakelijk. Kan deze ook opgenomen worden: dit is relevant voor alle destillatieprocessen. Suggestie: Dit is gewoon een compressiewarmtepomp al opensysteem, waarbij de warmte direct aan het proces geleverd wordt in plaats van via het tussenmedium stoom. Door het woord stoom consequent te vervangen door warmtelevering van 80-200 °C.	In het eindadvies wordt niet meer gesproken van stoom als product van de warmtepomp, maar van warmte.
Warmtepompen (algemeen)	Er zijn ook andere vormen van warmtepompen. Waarom worden deze niet meegenomen?	In het eindadvies worden enkel elektrische gedreven gesloten en open systeemwarmtepompen meegenomen. Andere type warmtepompen die tijdens marktconsultatie zijn voorgedragen staan genoteerd als mogelijke opties en zullen in overleg met EZK besproken worden om mogelijk in een volgende SDE++-advies mee te nemen.
Warmtepompen (algemeen)	Het blijkt steeds dat nu warmte op één hoge temperatuur wordt opgewekt (stoomketel) terwijl de processen warmte vragen op temperaturen tussen de 80°C en 100°C. In plaats van te wachten op warmtepompen die stoom op 140°C kunnen leveren, zijn bij proceswijzigingen in de energietransitie, warmtepompen op 85°C tot 90°C gunstiger. Deze markttoepassing is nog lang niet benut en zal zich in komende tijd manifesteren. SDE++ helpt om dit CO ₂ -reductiepotentieel te realiseren.	Ter kennisgeving waargenomen
Warmtepompen (bedrijfstijd)	Bedrijfstijden van 8000 uur per jaar duiden op volcontinue processen. Graag de bandbreedte vanaf 5700 uur zijnde volcontinue doordeweeks, die in de voedingsmiddelenindustrie veelal wordt gehanteerd.	Wij zijn terughoudend met het adviseren van subcategorieën op basis van vollasturen. Verder dient volgens het uitgangspunt van EZK kosteneffectief project als referentie-installatie genomen te worden. De bedrijfstijd van 8000 zal daarom worden gehanteerd.
Warmtepompen (CAPEX)	Het investeringsbedrag is erg laag. Met name de inpassingskosten kunnen erg hoog oplopen voor warmtepompen.	Op basis van de geleverde informatie uit de marktconsultatie is het investeringsbedrag voor grootschalige warmtepompen aangepast.
Warmtepompen (basisbedrag)	Neem in het beleid en de uitvoering op, dat: <ul style="list-style-type: none"> er geen overstimulering plaatsvindt 	Ter kennisgeving aangenomen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	<ul style="list-style-type: none"> • de totale kosten voor SDE++ mogen niet te hoog worden • de subsidiering moet reeel zijn, en niet overdreven. Anders ontstaan er buitenproportionele winsten bij enkele bedrijven • voor alle technieken en sectoren moeten voldoende middelen beschikbaar gemaakt worden. 	
Warmtepompen (CAPEX)	S.v.p. systematiek aanpassen om te kunnen differentiëren in bedrijfsuren	Wij zijn terughoudend in het adviseren van differentiatie op grond van vollasturen.
Warmtepompen (correctiebedrag)	Is het correct om uit te gaan van de Energiebelasting en ODE van een referentie-installatie. Zou deze niet juist per bedrijf vastgesteld moeten worden?	De Energiebelasting en ODE zitten in het basisbedrag van de referentie-installatie. Vanwege het generieke karakter van de SDE++ kunnen deze niet voor elke individuele aanvraag bepaald en verrekend worden.
Warmtepompen (correctiebedrag)	Het PBL gaat uit van een gasgestookte ketel zonder rookgascondensatie. Echter in het document 'grootschalige Warmtepomp (blz 8, regel 200-202)' gaat het PBL uit van een ketel met condensor. Ons voorstel is consequent in alle gevallen te kiezen voor een gasgestookte ketel met condensor. Dit is ook de staande praktijk in de glastuinbouwsector.	Voor het correctiebedrag gaan we in het eindadvies ervan uit dat de warmtepomp leidt tot het verdringen van warmte uit een WKK.
Warmtepompen (correctiebedrag)	Voor warmtepompen voor stoomproductie lijkt rekening gehouden te worden met een ketelrendement van 90%. Voor warm water ketels met rookgascondensators wordt hetzelfde rendement gehanteerd (90%). Maar dit zou daar hoger mogen liggen (ca. 95-100%).	Voor het correctiebedrag gaan we in het eindadvies ervan uit dat de warmtepomp leidt tot het verdringen van warmte uit een WKK.
Warmtepompen (correctiebedrag)	Niet alle bedrijven zullen inkomsten hebben gerelateerd emissierechten. Is het mogelijk hier onderscheid in te maken.	De verrekening van emissierechten hebben we niet generiek in de categorisering kunnen onderbrengen.
Warmtepompen (levensduur)	De levensduur van een warmtepomp is korter dan 15 jaar (eerder 10 jaar).	Omdat het onzeker is wat de levensduur van een warmtepomp in industrie zal zijn, is in het eindadvies de levensduur op 15 jaar gehouden.
Warmtepompen (OPEX)	Het lijkt ons logischer om hier te kiezen voor een definitie van de e-prijs in de trant van x% van de groothandelsprijs. Dat cijfer kan nu ontleend worden aan de verwachte groothandelsprijs en het daarin het gemiddeld van de goedkoopste 2000 uur, maar kan ook makkelijk jaarlijks herijkt worden bij veranderingen in de e-prijs over de jaren. De elektriciteitsprijs maakt voor deze categorie immers zo'n 90% van de kostprijs uit. Zie ook onze opmerking bij het hoofdrapport over het jaarlijks corrigeren van de subsidiegrondslag op basis van veranderingen in de e-prijs.	Er is op basis van de huidige structuur van de SDE+ ervoor gekozen de elektriciteitskosten op te nemen in het basisbedrag en niet in het correctiebedrag. Dit betekent dat er gerekend wordt met een gemiddelde van de verwachte jaarlijkse elektriciteitskosten. Er zal geen jaarlijkse correctie plaatsvinden voor jaarlijkse fluctuaties in de groothandelsprijs.
Warmtepompen (scope)	Onze voorziene warmtepomp opereert bij andere temperaturen en druk dan die van de referentie-installatie. Graag	De temperatuur/druk van de referentie-installatie is slechts een voorbeeld. De

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	een ruimere bandbreedte om toepassingen te vergroten	warmtepompen van projecten mogen ook bij andere temperaturen/drukken opereren. Het basisbedrag verandert echter niet.
Warmtepompen (scope)	Bij voorkeur niet limiteren tot de gebouwverwarming / utiliteitsbouw, en zijn ook diverse lage temperatuur oplossingen voor industriële toepassing te vinden, waarbij stoom vervangen (gemaakt d.m.v. gas) wordt door warm water (gemaakt m.b.v. warmtepompen uit restwarmte stroom, die reeds aanwezig is).	In het eindadvies is geen beperking opgenomen met betrekking tot het gebruik van een warmtepomp voor bepaalde processen.
Warmtepompen (scope)	De definitie van voedingsmiddelenindustrie kan worden verbreed of aangevuld met diervoedingsindustrie: d.w.z. de productie van geëxtrudeerd veevoer, huisdierenvoer, visvoer. Het is ook mogelijk om energie terug te winnen uit koelers voor geperst veevoer.	In het eindadvies is geen limitering opgesteld naar sectoren.
Warmtepompen (referentie-installatie)	De gekozen COP van de referentie-installatie is te optimistisch.	Op basis van de gegeven uitgangspunten van EZK is gekozen voor een referentie-installatie met een relatief hoge COP en daardoor relatief laag basisbedrag.

B.11 CCS

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
<i>Uitgangspunten</i>		
CO ₂ -heffing	Er wordt nu ook gesproken over een Nederlandse CO ₂ -heffing voor de industrie op basis van het reductietarget. Hoe wordt dit verrekend?	Er wordt bij het vaststellen van de basisbedragen van de SDE++ 2020 geen rekening gehouden met de CO ₂ -heffing. Effect van CO ₂ -heffing op en interactie met de SDE++ is aandachtspunt bij de verdere vormgeving van zowel SDE++ en de CO ₂ -heffing.
CO ₂ -emissiefactor elektriciteit	In de berekening wordt gewerkt met een CO ₂ -emissiefactor voor elektriciteit van 0,183 kg CO ₂ /kWh. Hoewel dit realistisch zou kunnen zijn, zorgt deze emissiefactor ervoor dat geen van de elektrificatie initiatieven een goede kans van slagen hebben.	De berekeningswijze van de CO ₂ -emissiefactor is een uitgangspunt geformuleerd door EZK.
Onderscheid biogeen en fossiele CO ₂	Hoe wordt omgegaan met afvang en opslag van biogene CO ₂ in de regeling?	Er wordt in de SDE++ 2020 geen onderscheid gemaakt tussen biogene en fossiele CO ₂ . Voor toekomstige SDE++-ronden is dit mogelijk relevant.
Negatieve emissies	Hoe gaat SDE++ om met bio-CCS/BECCS/negatieve emissies door opslag van biogene CO ₂ ?	Op dit moment voorziet de SDE++ niet in het meenemen van negatieve emissies.
Toepassing van zeef en plafond in SDE++-basisbedragen	In het Klimaatakkoord werd afgesproken dat er middels een zeef enkel subsidie kan worden gegeven wanneer er geen aantoonbare kosteneffectieve alternatieven zijn en dit niet schone technieken verdringt. Verder staat in het klimaatakkoord: "[n]a 2035 worden geen SDE+-beschikkingen meer afgegeven voor CCS-aanvragen". In hoeverre wordt in het advies rekening gehouden met deze zogenaamde zeef, horizon en plafond?	Het PBL houdt in zijn advies geen rekening met zeef, horizon en plafond. De zeef kan echter consequenties hebben voor de open te stellen categorieën. Idealiter is de zeef daarom onderdeel van de uitgangspunten, ware het niet dat de uitwerking van de zeef nog niet bekend is bij het PBL. Wat betreft de horizon, deze passage in het klimaatakkoord verwijst naar nieuwe CCS-projecten na 2035. In het huidige advies (voor 2020) speelt dit geen rol.
SDE++ elektriciteitsproductie	Bij elektriciteitsproductie komen kolen en gas niet in aanmerking voor CCS, maar overige energieproductie mogelijk wel. Hoe wordt bepaald welke toepassing wel of niet in aanmerking komt voor SDE++? Als het in aanmerking komt, onder welke subcategorie valt het dan?	Toepassing van CCS bij elektriciteitsproductie is voor de SDE++ 2020 uitgesloten, met twee mogelijke uitzonderingen: toepassing van CCS bij AVI's en toepassing van CCS bij staalproductie. In de statistiek wordt een (groot) deel van de CO ₂ -emissies van staalproductie toegerekend aan elektriciteitsproductie, omdat de CO ₂ pas vrijkomt nadat er met de restgassen (Hoogovengas) elektriciteit is opgewekt. Het is niet

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		onze verwachting dat CCS-projecten bij staal ook daadwerkelijk zullen worden geïmplementeerd bij de elektriciteitscentrales, maar in het staalproces zullen plaatsvinden.
Vergunningen	Als een vergunning noodzakelijk is om een aanvraag in te dienen dan kan dit belemmerende werking hebben op het indienen van subsidieaanvragen voor projecten. Wanneer wordt er duidelijk verwacht rondom de noodzakelijke vergunningen?	Bij publicatie van de regeling geeft EZK duidelijkheid over welke vergunningen vereist zijn bij de SDE++-aanvraag.
Vertraging oplevering transportnetwerk	In hoeverre wordt er in de realisatietermijn flexibiliteit ingebouwd in het geval de oplevering van het CO ₂ -transportnetwerk niet kan worden gerealiseerd binnen de gestelde realisatietermijn?	Dit punt is meegegeven aan EZK.
Import H ₂	Is het mogelijk SDE++-subsidie aan te vragen voor het bouwen van een waterstofinfrastructuur waarmee blauwe of groene waterstof geïmporteerd kan worden?	De SDE++ is gericht op realisatie van CO ₂ -reducerende projecten binnen de Nederlandse landsgrenzen. Import van waterstof valt daar dus niet onder.
EU ETS schepen en vrachtwagen	Volgens de huidige ETS-regels wordt alleen opgeslagen CO ₂ getransporteerd per erkende pijpleiding in mindering gebracht op de CO ₂ -uitstoot. Opgeslagen CO ₂ vervoerd per boot of per as wordt niet beschouwd als CO ₂ -reductie en ook niet als zodanig verrekend.	Het PBL erkent dat binnen de huidige regelgeving CO ₂ -transport per schip of per as onder EU ETS niet wordt erkend als CO ₂ -reductie.
Waarborgen gebruik van representatieve referentie-installaties	Op welke wijze wordt voorkomen dat een generieke SDE++-regeling wordt opgesteld op basis van één referentieproject dat niet representatief is voor alle mogelijke CCS-projecten?	De marktconsultatie speelt hierin een belangrijke rol. Hier kan de markt feedback geven op onder andere de keuze voor de referentie-installatie en het basisbedrag en in hoeverre deze representatief zijn.
Open systematiek	Zou het niet beter zijn als er één open CCS-categorie is zonder basisbedragen, waarbij bedrijven projecten kunnen aanbieden met een kostenverantwoording en onderbouwing?	Wij geven advies binnen de bestaande SDE++-methodiek. Het punt is meegegeven aan EZK.
Vaststellen van de subsidie op basis van werkelijke kosten	Het terugdringen van de complexiteit van CCS-toepassingen tot één basisbedrag voor een referentie-installatie doet geen recht aan de verscheidenheid tussen installaties met hetzelfde doel. We vragen het PBL daarom om gebruik te maken van daadwerkelijke kostenramingen.	Er wordt vastgehouden aan de bestaande SDE++-methodiek waarbij op basis van een referentie-installatie het basisbedrag wordt vastgesteld.
Additionele subcategorieën toestaan	Een verschil in gehanteerde rekenmethode kan in een groot verschil van CO ₂ -vermijdingskosten resulteren. Daarom wordt gevraagd ruimte te creëren binnen de SDE++ subsidie voor meer verscheidenheid aan puntbronnen, configuraties en procesinrichtingen. Het terugdringen van deze complexiteit tot één basisbedrag voor referentie-installatie doet geen recht aan de verscheidenheid van de sector. We vragen het PBL daarom om gebruik	De SDE++ is een subsidie-regeling die op basis van generieke categorieën CO ₂ -reductie stimuleert. Er wordt dan ook niet gestreefd naar het formuleren van specifieke referentie-installaties en SDE++-basisbedragen voor iedere casus.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	te maken van daadwerkelijke kostenramingen en/of additionele referentie-installaties te definiëren.	
<i>Categorisering</i>		
Functie referentie-installatie	Voor iedere subcategorie wordt een referentie-installatie uitgewerkt. Onze aanname is dat projecten binnen de subcategorie niet beperkt worden tot deze referentie-installatie, maar dat ook andere toepassingen die onder de subcategorie vallen in aanmerking komen voor SDE++. Is daarover duidelijkheid te geven?	Dat klopt. De referentie-installatie wordt gebruikt om een SDE+-basisbedrag te kunnen vaststellen die dan geldt voor alle toepassingen van CCS die onder de subcategorie vallen.
Alternatieve categorisering	In plaats van de in het conceptadvies voorgesteld indeling naar sectoren kan ook een classificatie worden gemaakt naar CO ₂ -afvangconcentratie.	<p>Het PBL heeft deze mogelijkheid onderzocht en vastgesteld dat er geen perfecte relatie bestaat tussen afvangkosten en CO₂-concentratie, vooral voor CO₂-concentraties <20%. Het vaststellen van goede referentie-installaties en basisbedragen wordt hierdoor bemoeilijkt en is niet mogelijk zonder scherpere afbakening naar bijvoorbeeld proces. In dat geval zou de categorisering dicht in de buurt komen van de categorisering zoals voorgesteld in het conceptadvies.</p> <p>Daarnaast is het nog duidelijk of het mogelijk is om CO₂-concentraties op stack-niveau onafhankelijk vast te stellen.</p> <p>Een indeling naar CO₂-concentraties zou wel automatisch alle toepassingen van CCS in alle sectoren meenemen. Bovendien zou er meer keuzevrijheid worden geboden aan partijen die CO₂-afvang overwegen.</p> <p>De conclusie van het PBL is dat een indeling naar CO₂-concentraties niet noodzakelijkerwijs leidt tot een meer transparante, overzichtelijke of generiekere indeling. Daarom wordt voor SDE++ 2020 niet overgegaan tot een indeling naar CO₂-concentraties. Wel heeft het PBL de categorie-indeling van het conceptrapport herzien voor de SDE++ 2020.</p> <p>Het PBL heeft in zijn advies rekening gehouden met een mogelijke doorgroei van de subcategorisering in toekomstige jaren.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Chemie opnemen in categorieën	Toepassing van CCS in de chemie moet ook onder de SDE++ vallen.	In het conceptadvies was onduidelijk in welke subcategorie toepassing van CCS bij chemie valt. In de aangepaste categorisatie in het eindadvies is dit eenduidig.
H ₂ geïntegreerde projecten	Productie van blauwe waterstof lijkt te vallen onder de subcategorie 'Geconcentreerde CO ₂ -bronnen'. Als referentie wordt hier echter gekozen voor vervanging van grijze waterstof. Een aantal partijen pleit voor het opnemen van een (aparte) subcategorie waar blauwe waterstof wordt gezien als vervanging van aardgas, zodat het SDE++-basisbedrag ook voorziet in investeringen voor het gebruik van waterstof als vervanging van aardgas.	Wij hebben geen kaders meegekregen met eisen aan de inzet van geproduceerde waterstof. Wel vallen investeringen om gasinstallaties om te bouwen naar waterstofinstallaties buiten de scope van dit advies.
WKK's meenemen als categorie	Kunnen gasgestookte centrales toch in aanmerking komen voor CCS? In de transitiefase kan dit aanzienlijk bijdragen aan het verder terugdringen van de reële CO ₂ -emissie voor elektriciteitsproductie.	EZK heeft aangegeven dat elektriciteitscentrales zijn uitgesloten van CCS.
Breder beschrijven mogelijkheden CCS	CCS kan naast in de industrie ook in de energiesector worden toegepast en bijvoorbeeld bij de productie van elektriciteit en bij de productie van groen gas (superkritische watervergassing) en productie van waterstof. Inperking van subsidie voor bepaalde processen is een politieke keuze; wanneer de technologie wordt beschreven zou dat volledig moeten zijn.	EZK heeft kaders meegegeven die bepaalde processen (d.w.z. met betrekking tot elektriciteitscentrales) uit te sluiten. Verder is gevraagd dat het advies zich richt tot en kosteneffectiefste deel van de komende initiatieven.
<i>Berekeningen/OT-model</i>		
Financiële parameters	De minimale rendementseis voor industriële projecten liggen in werkelijkheid hoger dan in de berekening van de SDE++-basisbedragen is aangenomen. De gepresenteerde uitgangspunten in het advies lijken dan ook niet reëel voor de aard van de projecten gezien het markt/technisch risicoprofiel.	De financiële parameters waarmee wordt gerekend binnen de SDE++-methodiek zijn gesteld op basis van projectfinanciering. We erkennen dat dat voor CCS een minder voor de hand liggende financieringsvorm is. Daarbij merken we op dat de meeste partijen tijdens de marktconsultatie hebben aangegeven voldoende mogelijkheden te zien om met de parameters van de SDE++-projecten te kunnen realiseren.
Subsidietermijn	Er wordt in de SDE++ uitgegaan van een subsidietermijn van 15 jaar voor CCS. Wordt er een termijn van 10 jaar overwogen?	15 jaar subsidietermijn is voor de SDE++ de standaard en sluit het beste aan bij de technische levensduur van de technologie. Een kortere termijn wordt niet overwogen.
Jaarlijkse bijstelling van SDE++-basisbedragen	Blijft in de SDE++ de jaarlijkse herberekening bestaan om de basisbedragen bij te stellen?	Gelijk aan de huidige SDE+ worden de categorieën, referentietechnologieën, marktindices en basisbedragen jaarlijks opnieuw beoordeeld en vastgesteld.
Aanpassen basisbedrag na beschikking	Kunnen snelle starters in het geval van een bijstelling van het basisbedrag	Nee, een afgegeven SDE++-beschikking kan

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	aanspraak maken op een herziening van hun subsidieaanvraag?	niet achteraf worden aangepast op basis van een herzien basisbedrag.
Inflatiecorrectie basisbedrag	Wordt het basisbedrag na vaststelling jaarlijks gecorrigeerd voor inflatie?	Bij de berekening worden operationele kosten jaarlijks gecorrigeerd voor inflatie en verrekend in het basisbedrag. Het basisbedrag zelf wordt niet jaarlijks voor inflatie gecorrigeerd.
CAPEX uitgesmeerd over meerdere jaren	In het OT-model worden alle investeringskosten toegekend aan 1 jaar, terwijl de realisatie in de praktijk meerdere jaren in beslag neemt.	Het effect van het CAPEX-bestedingstraject kan verdisconteerd worden in de <i>overnight</i> CAPEX.
Bepaling vermeden CO ₂	Vermeden CO ₂ -uitstoot is in principe gelijk aan afgevangen CO ₂ minus extra emissies door energieverbruik, proces-suboptimalisatie, en bijvoorbeeld onttrekking aan bestaande toepassingen (tuinders, frisdrank). Is het correct dat de afgevangen hoeveelheid CO ₂ op bovenstaande wijze gecorrigeerd wordt om te komen tot vermeden CO ₂ ?	De kosten voor de installaties en O&M worden berekend aan de hand van het volume <u>afgevangen CO₂</u> . De capaciteit van de afvanginstallatie is hier leidend. De rangschikking wordt echter uitgedrukt in <u>CO₂ vermeden</u> , waarbij rekening wordt gehouden met CO ₂ -uitstoot als gevolg van intern energiegebruik. Ook wordt gecorrigeerd voor CO ₂ die nuttig kan worden gebruikt. Hier voor wordt de volgende formule gebruikt: Volume CO ₂ -vermeden = Volume CO ₂ -afvang – CO ₂ gebruik voor CCU-toepassingen - intern energiegebruik (=benodigde warmte voor CO ₂ -afvang, zuivering, compressie voor invoeding [in kWh] * 0,226 kgCO ₂ /kWh + benodigde elektriciteit [kWh] voor CO ₂ -afvang, zuivering, compressie voor invoeding [in kWh] * 0,183 kgCO ₂ /kWh).
Verdisconteren van vermeden CO ₂	De kosten per ton vermeden CO ₂ worden berekend op basis van verdisconteerde vermeden CO ₂ . Waarom wordt de hoeveelheid vermeden CO ₂ verdisconteerd?	Het basisbedrag geeft de kosten van een maatregel weer in kosten per ton CO ₂ . Dit wordt gevat in één nominaal basisbedrag dat kostendekkend is voor de totale subsidieperiode van in dit geval 15 jaar. In de berekening worden daarom de kosten verdisconteerd over de looptijd van de subsidie. Omdat het basisbedrag in dit geval een breuk betreft (bestaande uit "kosten" / "vermeden CO ₂ ") moeten beiden onderdelen worden verdisconteerd.
Correctie basisbedrag voor EU ETS	Hoe gaat de SDE++ om met het feit dat er ook CO ₂ -bronnen zijn die niet onder ETS vallen?	Het PBL berekent voor alle categorieën de basisbedragen zonder EU ETS-correctie. Op projectbasis kan worden getoetst of de

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		aanvragende partij ETS-plichtig is; wij zien slecht mogelijkheden om het ETS-voordeel generiek per categorie te bepalen.
Ondervangen risico ondersubsidiëring	Hoe wordt het risico op ondersubsidiëring en daarmee het niet realiseren van projecten ondervangen?	De basisbedragen worden vastgesteld op basis van data uit de literatuur en industriedata. Tijdens de marktconsultatie zijn de basisbedragen besproken en hebben marktpartijen input en additionele data kunnen delen op basis waarvan de basisbedragen kunnen worden aangepast. Dit proces en het beschikbaar stellen van betrouwbare industriedata is belangrijk in het reduceren van het risico op ondersubsidiëring. Zonder deze industriedata kan ondersubsidiëring niet worden uitgesloten.
Emissiefactoren in OT-model	Voor het additionele elektriciteitsverbruik wordt een emissiefactor van 0,183 kg CO ₂ /kWh gebruikt. In het bijbehorende OT-model wordt 0,352 kg/kWh genoemd. Waar komt deze discrepantie vandaan?	De waarde van 0,352 had betrekking op de productie van elektriciteit, terwijl de waarde van 0,183 slaat op het gebruik van elektriciteit. Het OT-model is aangepast en gebruikt voor beide grootheden nu 0,187.
<i>Tekstuele aanpassingen</i>		
Overzicht CO ₂ -emissies bestaande installaties	Op pagina 6 wordt een overzicht gegeven van CO ₂ -emissies van grote industriële processen in Nederland, waarbij de CO ₂ -emissies worden aangeduid als 'CO ₂ -reductiepotentieel'. Dit laatste lijkt te suggereren dat alle CO ₂ -emissies met behulp van CCS kunnen worden gereduceerd naar 0.	Het betreft een overzicht van de CO ₂ -emissies per sector en niet het CO ₂ -reductiepotentieel van CCS. De bijbehorende beschrijving is in het eindadvies aangepast.
CO ₂ -concentraties van afvang waterstoffabriek	Er wordt in het PBL-advies gesteld dat bij productie van waterstof er een geconcentreerde CO ₂ -stroom vrijkomt (>95%).	Bij waterstofproductie komt een reststroom vrij bestaande uit onder andere CO ₂ , water en andere gasen zoals CO, H ₂ , CH ₄ en O ₂ . Afhankelijk van het proces en de installatie kan de CO ₂ -concentratie in het restgas variëren tussen 20-50%. Deze passage is in het eindadvies aangepast.
<i>Operationele kosten</i>		
Uitdrukken OPEX in ton afgevangen CO ₂	In het OT-model berekent het PBL de totale investeringskosten en de vaste O&M kosten aan de hand van de vermeden CO ₂ . Dit kan leiden tot misinterpretatie van de kosten. Voorgesteld wordt de investeringskosten en vaste O&M-kosten te berekenen aan de hand van de capaciteit van de afvanginstallatie (in ton CO ₂ afvang).	Het PBL heeft de eenheid van de operationele kosten in het eindadvies aangepast en uitgedrukt in €/ton CO ₂ ingevoerd. Daarbij is expliciet rekening gehouden met de situatie dat een deel van de afgevangen CO ₂ niet wordt opgeslagen.
Vaste O&M-kosten	In het conceptadvies wordt voor vaste O&M-kosten 2% van de CAPEX aangenomen. Verschillende bronnen geven aan dat 3% realistischer is.	Dit is aangepast in het eindadvies: voor O&M-kosten gerelateerd aan CO ₂ -

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		afvang, zuivering en compressie is 3% van de investeringskosten genomen, voor de aansluiting op het CO ₂ -transportnetwerk is 2% van de investeringskosten genomen.
Uitsplitsing energie en O&M	Het PBL vat één van de parameters in het conceptadvies samen als "variabele O&M-kosten en energiekosten". De schatting van de variabele kosten (niet-energie) wordt niet expliciet vermeld en zijn daarmee lastig te corrigeren voor schaalgrootte van de installatie. Wat zijn de aannames die het PBL heeft gedaan omtrent de variabele O&M-kosten?	Dit kan per toepassing en referentie-installatie verschillen. Bij het vaststellen van de referentie-installaties voor de categorieën in het eindadvies is vastgesteld dat de variabele O&M-kosten verwaarloosbaar zijn. Dat betekent dat voor de huidige subcategorieën de post "variabele O&M-kosten en energiekosten" volledig uit energiekosten bestaat.
Gebruik van vuistregels voor energiegebruik	Het energiegebruik bij CO ₂ -afvang en compressie is sterk afhankelijk van de gekozen technologie. Het gebruik van vuistregels op basis van andere technologieën dan de gebruikte referentie kunnen tot een verkeerde kostenschatting leiden.	Het PBL heeft voor haar inschattingen van de benodigde energie zoveel mogelijk gebruik gemaakt van energiedata behorende bij de technologie van de referentie-installatie. Alleen indien dit niet beschikbaar was, zijn vuistregels gebruikt.
Vuistregel energiekosten CO ₂ -afvang	In het conceptadvies wordt op basis van een vuistregel de energiekosten geschat op 50 kWh/tCO ₂ . Dit lijkt te laag ingeschat.	De vuistregel is alleen voor de elektrische component in de CO ₂ -afvang en deze is laag. De warmtevraag is vele malen hoger.
Energiegebruik compressie	De aangegeven range van 25 tot 120 kWh/t CO ₂ lijkt op basis van eigen <i>projectengineering</i> te laag ingeschat. Volgens ons zou deze ongeveer 125 kWh/t CO ₂ moeten zijn.	Op basis van feedback en industriedata gedeeld door meerdere partijen is het energiegebruik van compressie aanpast naar 125 kWh/t CO ₂ .
Gehanteerde elektriciteitsprijs	Waarom wordt hier niet net zoals bij waterstofproductie de integrale elektriciteitsprijs aangehouden?	Bij CCS is de aanname gedaan dat de elektriciteit grotendeels zelf wordt opgewekt en dat er geen (of nauwelijks) elektriciteit uit het net wordt gehaald. Daarom is gerekend met de groothandelsprijzen op basis van de KEV.
Vaststellen van prijs warmte	Een meer realistisch uitgangspunt zou moeten zijn dat de warmtevoorziening van een CCS plant uit LD-stoom (uit een WKK) bestaat en niet uit een simpele (stoom-)ketel	In de SDE++ worden energiekosten vastgesteld op basis van de KEV.
Variabele O&M-kosten	Kosten voor utilities (koelwater, make-up water, proceswater) zijn niet verwaarloosbaar.	Dit kan per toepassing en referentie-installatie verschillen. Bij het vaststellen van de referentie-installaties voor de categorieën in het eindadvies is op basis van input van marktpartijen vastgesteld dat de variabele O&M-kosten verwaarloosbaar zijn.
Aansluitkosten		

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Duiding eenheid aansluiting	Voor aansluitkosten wordt 1 €/ton CO ₂ /km aangenomen. Welke tonnen CO ₂ worden hiermee bedoelt, ton/uur of ton/jaar?	De gebruikte eenheid is €/km/ton CO ₂ ingevoerd/jaar. Dit is aangepast in de tekst van het eindadvies.
Aannames rondom aansluitkosten	Waar bestaan de aansluitkosten uit? Zijn de geschatte aansluitkosten van 1 €/ton CO ₂ /km gebaseerd op een schatting of op een precieze berekening? Komen de werkelijke kosten overeen met dit bedrag? Wat zijn de marges op deze schatting?	De kosten van 1 €/km/ton CO ₂ /jaar is een vuistregel gebaseerd op kostenschattingen voor transportleidingen voor lange afstanden. Een precieze berekening voor de aansluitkosten is niet opgesteld, omdat iedere situatie anders is en aannames vereisen voor bijvoorbeeld kunstwerken, gebruik van leidinggoten, exacte locatie CO ₂ -afvanginstallatie, etc. Op basis van de verkregen feedback zijn de aansluitkosten aangepast: In het eindadvies wordt uitgegaan van 1.5 €/km/ton CO ₂ /jaar ter compensatie van eventuele kunstwerken. De lengte van de aansluiting is in de referentieinstallaties verhoogd naar 3 km. De aansluitkosten worden dan vastgesteld op 4,5 €/ton CO ₂ ingevoerd.
Verschil tussen werkelijke aansluitkosten en de aansluitkosten aangenomen in de referentie-installatie	Wat gebeurt er als de werkelijke aansluitkosten afwijken van de aansluitkosten in de referentie-installatie?	Indien de werkelijke kosten lager zijn dan de referentie dan valt dit resultaat ten gunste van de aanvrager. Indien de afstand/kosten hoger zijn, is dit ten nadele van de aanvrager.
<i>Transportkosten</i>		
Ontwikkeling CO ₂ -transportnetwerken in Nederland	Op basis waarvan wordt er aangenomen dat er in Nederland CCS-infrastructuur worden gecreëerd?	Van zowel Porthos als Athos is bekend dat zij werken aan de ontwikkeling van een CO ₂ -infrastructuur.
Transportkosten in SDE++ basisbedrag	Welk deel van het CO ₂ -transport en opslag wordt gesubsidieerd in de SDE++?	Alle kosten die worden gemaakt als resultaat van CO ₂ -afvang en die ten koste komen van de aanvrager (=afvangende partij) worden meegenomen in de berekening van het SDE++-basisbedrag. De kosten voor het verwerken van de CO ₂ (transport en injectie) worden als verwerkingstoelage meegenomen in het SDE++-basisbedrag. Deze verwerkingstoelagen worden verondersteld voldoende te zijn voor het realiseren en opereren van de CO ₂ -netwerken.
Vaststellen van verwerkingstoelage	De verwerkingstoelage is een aanzienlijk deel van de totale CCS-kosten en moet nauwkeurig worden vastgesteld. Kan er meer inzicht worden verschaft op de manier waarop het tarief is vastgesteld, hoe het is opgebouwd en hoe	De verwerkingstoelage wordt door het PBL gebaseerd op de opgave uit de consultatie. Het PBL heeft geen toegang tot specifieke

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	<p>de tarieven beïnvloed worden in het geval van onregelmatige levering? Voorstel om dit element jaarlijks mee te nemen in het correctiebedrag op basis van werkelijk gemaakte kosten.</p>	<p>kostendata en kan de kosten daarom alleen toetsen op basis van beschikbare literatuur en vergelijkbare netwerken. Het PBL geeft daarom de overweging mee om de kosten te laten toetsen door een onafhankelijke partij.</p> <p>In de kostenschattingen worden geacht te zijn meegenomen de investering in de pijpleidingen, de compressoren en injectie alsook de operationele kosten (inclusief energie) en (gedeeltelijke) afdekking van risico's en aansprakelijkheid.</p> <p>De tarieven zijn afhankelijk van het volume CO₂ dat wordt aangeboden.</p> <p>De verwerkingstoelage wordt niet opgenomen als onderdeel van het correctiebedrag. De verwachting is dat het opnieuw vaststellen van de tarieven op het moment dat de toegekende projecten en CO₂-volumes bekend zijn voldoende is om een finaal tarief af te geven.</p> <p>Voor meer details over de opbouw van de kosten en de berekening van verwerkingstarieven bij onregelmatige levering wordt verwezen naar het eindadvies. Deze verwerkingstoelagen worden als operationele kosten meegenomen in de berekening van de basisbedragen.</p>
CO ₂ -transportnetwerk	<p>De schematische weergaves in het CCS document doen vermoeden dat het CO₂-transportnetwerk onder de SDE++ valt.</p>	<p>De investering in het CO₂-transportnetwerk valt niet onder de SDE++.</p> <p>Wel worden de kosten die CO₂-aanbieders moeten betalen voor het transporteren en opslaan van de CO₂ als onderdeel gezien van de business case. Deze verwerkingstoelage wordt deze als O&M-kosten meegenomen.</p> <p>De schematische weergaves kunnen hier een verkeerde suggestie wekken, deze zijn aangepast in eindadvies.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Afhankelijkheid transportkosten van volume en capaciteit	Verwacht wordt dat het verwerkingstarief voor seizoenslevering hoger zal uitvallen.	In het eindadvies is de verwerkingstoelage voor seizoenslevering aangepast. Het PBL baseert zich hierbij op de opgave zoals aangeleverd in de consultatie.
Achteraf bijstellen transportkosten	De transport- en opslagkosten zijn een grote component van de totale CCS-kosten. Zou het niet verstandiger zijn om in de systematiek rekening te houden met de daadwerkelijke kosten voor het transport en de opslag van CO ₂ ? Hoe wordt omgegaan met eventuele wijzigingen van het tarief? Worden deze verrekend in het SDE++-basisbedrag?	Op dit moment kan nog niet met zekerheid worden vastgesteld welk volume CO ₂ er getransporteerd en opgeslagen wordt. Dat kan pas nadat de resultaten van de eerste SDE++ ronde(n) bekend zijn. Daarom hebben we gekozen om in het advies te rekenen met een tarief gebaseerd op een 70% bezettingsgraad. Op het moment dat het totaal te transporteren volume bekend is, wordt het definitieve transport- en opslagtariaf vastgesteld. De verwerkingstoelage kan hierop worden aangepast. Of basisbedragen hierop worden aangepast, is aan EZK.
Update kosten n.a.v. nieuwe inzichten	Is er een verwachting dat er in 2019 additionele data beschikbaar komen over de CO ₂ -transport en opslagtariafen?	De opgave aan het PBL in het eindadvies dateert uit oktober 2019.
Hergebruik infrastructuur zee	Wordt in de basisbedragen rekening gehouden met een scenario waarin de infrastructuur op zee afgebroken zal worden? Waarom wel/niet?	De keuze voor het hergebruiken van infrastructuur is aan de ontwikkelaars van de CO ₂ -transportnetwerken. Dit ligt buiten de scope van het PBL-advies.
Additionele investeringen in buffering/opslag	Om CO ₂ -transport en opslag logistiek mogelijk te maken zullen er additionele faciliteiten nodig zijn zoals op- en overslagfaciliteiten, binnenvaartschepen of andere transportmogelijkheden, laad/los stations, steigers, vervloeiing en/of regassification units. Deze onderdelen zien wij niet terug in het advies.	De realisatie van het CO ₂ -transportnetwerk en de (extra) faciliteiten die daarvoor nodig zijn vallen buiten de scope van het SDE++-advies.
Invloed van onderhoud CO ₂ -transportnetwerk op draaiuren projecten	De draaiuren van de projecten hangen af van zowel onderhoud en beschikbaarheid van de CO ₂ -afvanginstallatie als van het onderhoudsregime en beschikbaarheid van het CO ₂ -transportnetwerk. Hoe is hiermee omgegaan?	Aangenomen wordt dat het CO ₂ -transportbedrijf proactief zal communiceren wanneer onderhoud gepland wordt en het CO ₂ -transportnetwerk niet beschikbaar is. Hoewel dit niet betekent dat de afvangende partij hier (altijd) rekening mee kan houden, wordt wel aangenomen dat er voldoende flexibiliteit en ruimte is om de 8000 draaiuren te kunnen halen.
Afschrijving transportnetwerk	Over welke termijn wordt het CO ₂ -transportnetwerk afgeschreven?	Het is niet bij het PBL bekend over welke termijn het transportnetwerk wordt afgeschreven.
Energieverbruik transport	Op welke manier wordt het energieverbruik voor het transport meegerekend in het basisbedrag? Enkel tot de backbone, of het geheel?	De energiekosten voor het comprimeren en transporteren van de afgevangen

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		CO ₂ naar het transportnetwerk zijn verrekend in de post "variabele O&M-kosten en energiekosten". De energiekosten voor transport en opslag van CO ₂ in het CO ₂ -transportnetwerk zijn verrekend in de verwerkingstoelage.
Transporttarieven vaststellen over meerdere netwerken	De verwerkingstoelage is in het advies vastgesteld op basis van project Porthos. Dit zou geen vast bedrag op basis van gegevens van één van de aanvragende projecten moeten zijn. Zo kunnen bijv. lengte van het transportnetwerk, aard en techniek van de opslagvelden van elkaar verschillen.	Het PBL onderschrijft dat er verschillen kunnen bestaan tussen verschillende CO ₂ -transportnetwerken en dat die kunnen leiden tot verschillen in verwerkingstoelage. Het verdient ook de voorkeur om de verwerkingstoelage te baseren op meerdere netwerken.
Alleen Porthos en Athos is niet genoeg	We redden het niet met Porthos alleen. Dus er moeten ook andere bedrijven ontsloten worden, maar dat is niet duidelijk uit het advies.	De opmerking valt buiten het advieskader.
Meer dan één CO ₂ -transporteurs als voorwaarde voor SDE++	Er wordt gesteld dat er meer dan één project in aanmerking moet komen om een basisbedrag te kunnen adviseren. Welke andere CO ₂ -transportprojecten komen voor SDE++2020 in aanmerking naast Porthos?	Het gaat hier om investeringen in CCS-gerelateerde installaties, aanpassingen, etc. die worden meegenomen in het vaststellen van het SDE++-basisbedrag. De investeringen in het CO ₂ -transportnetwerk worden niet meegenomen in de SDE++-referentiecasses, maar de verwerkingstoelage (vergoeding voor transport en opslag van CO ₂) wel. De rol van het CO ₂ -transportnetwerk kan vergeleken worden met die van de DSO's en TSO's bij het aansluiten van duurzame energieprojecten. Dat er in de eerste jaren slechts één partij is die deze diensten kan uitvoeren is geen belemmering voor de SDE++. Ter vergelijking: TenneT is de enige TSO in Nederland en dat vormt ook geen belemmering voor hernieuwbare elektriciteit.
Borging / zekerstelling van voldoende transport en opslagcapaciteit	In hoeverre kan de beschikbaarheid van capaciteit contractueel worden vastgelegd en in hoeverre kan de feitelijke beschikbaarheid van infrastructuur worden geborgd? Er zijn geen alternatieve afzetmogelijkheden voor CO ₂ als de opslag van CO ₂ stagneert zullen inkomsten uit subsidie om de onrendabele top te dekken wegvallen. De financiering van een CO ₂ -afvangproject gericht op CCS wordt hierdoor ernstig bemoeilijkt"	Indien er een tekort ontstaat aan transportcapaciteit zal dit door de markt moeten worden opgelost. De beschikbaarheid van CO ₂ -transportnetwerken en de contracten die worden afgesloten met afvangende partijen vallen buiten het advieskader.
Level Playing field - Ontsluiten van CO ₂ die niet uit Rijnmond komt	In het conceptadvies worden Porthos en/of Athos gebruikt als referentie voor	Voor de SDE++ 2020 is aangenomen dat de aan-

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	CO ₂ -transport. De aangenomen aansluitkosten zijn daarmee laag en niet toereikend voor het ontsluiten van CO ₂ -afvang uit andere gebieden.	vragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO ₂ -transportnetwerk wordt gerealiseerd. Daarbij worden aanvragen vanuit andere regio's niet op voorhand uitgesloten, maar zij zullen wel te maken krijgen met hogere aansluitkosten die met de basisbedragen SDE++ 2020 mogelijk nog niet voldoende worden gecompenseerd.
Aanleveren en invoeden van vloeibare CO ₂	In hoeverre is een aanvraag voor SDE++ mogelijk in relatie tot beschikbaarheid van inkoppelpunten in het CO ₂ -transportnetwerk voor vloeibare CO ₂ die wordt aangeleverd per as/schip? Is er ruimte om op een inkoppelpunt warmte beschikbaar te krijgen om de CO ₂ weer gasvormig te maken en op druk te brengen voor invoeding in het CO ₂ -transportsysteem?	De kosten voor het vervoeren en transporteren van CO ₂ per schip/as wordt onderzocht als onderdeel van de mogelijke compensatie van transportkosten voor langere afstanden. Het faciliteren van de technische aanpassingen die nodig zijn aan het CO ₂ -transportnetwerk vallen het advieskader.
Meenemen kosten voor vloeijing in businesscase	Voor projecten die verder van de CO ₂ -transportnetwerken aflaggen kan transport per schip uitkomst bieden. Eén van de opties is CO ₂ vóór transport vloeibaar maken, te vervoeren en in te voeden in het CO ₂ -transportnetwerk. Dit vraagt investeringen in vervoering van CO ₂ , schepen, buffering en invoeding het CO ₂ -transportnetwerk. Worden deze kosten gedekt door de SDE++?	Een uitgangspunt is om uit te gaan van de kosteneffectiefste projecten.
Aansprakelijkheid lekkages	Waar bestaan de aansprakelijkheidskosten uit? Welke kosten vallen daar onder? Gezien het feit dat de CO ₂ eeuwig opgeslagen dient te worden, vragen wij ons af welke termijn er wordt gehanteerd voor de aansprakelijkheidskosten.	Kosten voor aansprakelijkheid hebben bijvoorbeeld betrekking op eventuele lekkage van CO ₂ tijdens transport of opslag. Hiervoor zullen de CO ₂ -transport- en opslagbedrijven een overeenkomst sluiten met de aanbieder partij waarin de aansprakelijkheid wordt vastgelegd. Na het stoppen van CO ₂ -injectie zal het veld worden afgesloten. In de periode die volgt is CO ₂ -opslagbedrijf de eerste 20 jaar verantwoordelijk en aansprakelijk in geval van CO ₂ -lekkages uit het veld. Daarna wordt de aansprakelijkheid overgedragen aan de Staat, maar blijft het CO ₂ -opslagbedrijf aansprakelijk behouden voor nog eens 30 jaar. Daarnaast heeft het CO ₂ -opslagbedrijf de plicht om voor deze periode van in

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		<p>totaal 50 jaar de monitoringskosten te dragen (Topsector Energie, 2018).</p> <p>Deze kosten en risico's zijn verwerkt in de verwerkings-toeslag. Het is echter niet bij het PBL bekend hoe dit zich vertaalt in de transport- en opslagtarieven.</p>
CO ₂ -emissies transportnetwerk	Wordt in het berekenen van vermeden CO ₂ -uitstoot ook rekening gehouden met de CO ₂ uitstoot die plaatsvindt over de gehele keten, dus ook tijdens de aanleg van de infrastructuur en het transport van de CO ₂ zelf?	<p>De CO₂-uitstoot gerelateerd aan de realisatie en operatie van het CO₂-transportnetwerk is niet meegenomen in de berekening van de vermeden CO₂-uitstoot.</p> <p>In het eindadvies is een inschatting gemaakt van CO₂-uitstoot tijdens operatie. Er is geen inschatting gemaakt van de CO₂-uitstoot als gevolg van de realisatie van de infrastructuur. Dat is overigens ook niet gedaan voor de realisatie van de CO₂-afvang zelf of de realisatie van andere SDE++-projecten.</p>
Prikkel <i>energy penalty</i>	Wanneer afrekenen gebaseerd wordt op de hoeveelheid afgevangen CO ₂ verdwijnt voor bedrijven de prikkel om zo efficiënt mogelijk af te vangen. Hoe is hier bij deze afweging rekening mee gehouden? Dit interne energieverbruik is sterk afhankelijk van gebruikte technologie. Welke mogelijkheden zijn er voor bijsturing van de kentallen indien te laag ingeschat?	<p>Indien de afvangende partij het interne energiegebruik kan verlagen, zal er meer CO₂ worden vermeden dan gesubsidieerd. Dit leidt dan ook tot lagere energiekosten en dus een voordeel voor de afvangende partij. Hoger intern energiegebruik kan leiden tot hogere kosten voor de afvangende partij, waardoor er een prikkel is het interne energiegebruik zo laag mogelijk te houden. Er is echter geen directe prikkel voor het laag houden van de CO₂-uitstoot als gevolg van intern energiegebruik.</p> <p>Het interne energiegebruik wordt berekend voor de referentie-installatie. Die dient als basis voor het basisbedrag en dus ook voor de hoeveelheid vermeden CO₂. Indien de aanvrager een andere technologie gebruikt, kunnen deze waarden afwijken. Daar wordt geen correctie op uitgevoerd.</p> <p>Indien de aanvrager minder energie verbruikt en lagere kosten heeft, dan komt dit</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		ten gunste van de aanvrager. Andersom komt het ten laste van de aanvrager.
Export van CO ₂	In de huidige opzet is nog niet de mogelijkheid voor het importeren of exporteren van CO ₂ . Wordt dit voor de toekomst overwogen?	De SDE++ is primair gericht op CO ₂ -reductie in Nederland. Wel is bekend geworden dat door aanpassing van het London-protocol CO ₂ transport over landsgrenzen wordt toegestaan.
<i>CCU</i>		
CCU opnemen in SDE++	Wij hechten eraan te benadrukken dat ook CCU onderdeel moet worden van de SDE++. Onze vraag is nu of projecten die niet aanhaken op een CCS netwerk maar wel CO ₂ afvangen voor hergebruik ook onder deze subsidie meegenomen worden? Zeker omdat meerdere stappen in dit proces (CO ₂ -afvang, -zuivering, -transport en -compressie) voor zowel CCS als CCU doeleinde vergelijkbaar en in te zetten zijn.	Het advies richt zicht op CO ₂ dat ook daadwerkelijk permanent ondergronds wordt opgeslagen. Mogelijkheden voor CCU-projecten waarbij CO ₂ (tijdelijk) wordt opgeslagen, kan onderzocht worden voor toekomstige SDE++-ronden.
CCU vs CCS	In het klimaatakkoord is CCS nadrukkelijk genoemd als CO ₂ reducerende optie. Daarbij wordt aangegeven dat CCS nuttige toepassing van CO ₂ niet in de weg mag staan. Hoe wordt de regeling vormgegeven om dit daadwerkelijk te realiseren? CCS wordt nu al opgenomen voor de regeling in 2020. CCU pas in 2021.	In de referentie-case voor bestaande CO ₂ -afvang wordt er expliciet vanuit gegaan dat CO ₂ -levering aan glastuinbouw wordt doorgezet bij de variant die met 4000 vollasturen rekent.
Marktwaarde CO ₂ (als gevolg van CCS)	Hoe wordt de kostprijs voor gebruik van CO ₂ in de glastuinbouw in rekening gebracht? Deze is momenteel substantieel, maar zal door wijzigende marktsituaties (meer CO ₂ beschikbaar in geval van massale afvang) dalen naar 0 of zelfs negatief worden.	In de SDE++ wordt de huidige marktprijs niet als factor meegenomen. Wel wordt er in de referentie-case voor bestaande CO ₂ -afvang in één variant expliciet vanuit gegaan dat CO ₂ -levering aan glastuinbouw wordt doorgezet. Het effect van de SDE++ op de CO ₂ marktprijs zal apart moeten worden onderzocht.
CCS beschikking omzetten in CCU	Mag een CO ₂ -afvanginstallatie waarop een CCS SDE++-beschikking is afgegeven (op termijn) ook CCU toepassen?	Wij adviseren niet om een CCS beschikking om te kunnen zetten in een CCU-beschikking. Zo zullen de correctiebedragen verschillend zijn en daarmee de benodigde subsidie ook.
<i>Bestaande CO₂-afvang</i>		
Bestaande CO ₂ -afvang: Investeringskosten te laag	De investeringskosten voor de compressor zijn te laag ingeschat.	De berekening is aangepast, energiekosten voor compressiekosten zijn verhoogd
Bestaande CO ₂ -afvang: Gebruik OCAP compressie	Voor de referentie-installatie in de subcategorie "bestaande CO ₂ -afvang" moeten ook de compressiekosten voor de eerste stap (naar 22 bar) worden meegenomen.	Dit is in het eindadvies is aangepast.
Bestaande CO ₂ -afvang: Specs OCAP - Porthos	De impliciet aanname is dat de CO ₂ specificatie van OCAP gelijk zal zijn aan die van het CO ₂ -transportnetwerk. Dat is nog niet zeker. Indien de specificatie	Wij gaan ervanuit dat deze gelijk of minder stringent zullen zijn dan de CO ₂ -specs zoals gehanteerd door OCAP.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	van het CO ₂ -transportnetwerk stringenter zijn, zal een extra reinigingsstap moeten worden toegepast.	
Bestaande CO ₂ -afvang: Operationele kosten te laag	De operationele kosten zijn te laag ingeschat.	Het extra gebruik van de compressor voor OCAP is meegenomen en er zijn vaste kosten voor O&M meegenomen van compressie (3% investeringskosten) en aansluiting (2% investeringskosten)
Bestaande CO ₂ -afvang: Aanpassing draaiuren	Voor de referentie-installatie in de subcategorie "bestaande CO ₂ -afvang" zou het aantal draaiuren de helft moeten zijn indien de CO ₂ -levering aan tuinders in stand wordt gehouden.	Het aantal draaiuren is voor deze referentie-installatie is in één variant aangepast naar 4000. Het transporttarief is hierop aangepast.
<i>Geconcentreerde CO₂-bronnen</i>		
Geconcentreerde bronnen: Referentietechnologie voor bestaande installaties	De referentie-installatie en het basisbedrag zijn gebaseerd op een nieuwe SMR-installatie, terwijl hier ook wordt gekeken naar toepassing van CCS bij bestaande installaties. De kosten voor deze installaties worden hoger ingeschat.	De referentietechnologie voor nieuwe CO ₂ -afvang is gewijzigd. Er wordt nu uitgegaan van CO ₂ -afvang bij bestaande installaties. Hierop zijn de investeringskosten en de operationele kosten aangepast.
Geconcentreerde bronnen: Stand alone vs. geïntegreerd	Het wenselijk is dat er ook een basisbedrag wordt berekend voor waterstofproductie in geïntegreerde installaties	Voor de SDE++ 2020 heeft het PBL zich beperkt tot het berekenen van één basisbedrag voor waterstofproductie. Voor toekomstige SDE++-ronden kan verdere diversifiëring worden overwogen.
Geconcentreerde bronnen: Verminderde stoomproductie	In de tekst staat dat bij de productie van waterstof met SMR, elektriciteit als bijproduct geproduceerd wordt. Dit is niet juist, er wordt hogedrukstoom geproduceerd die (eventueel) weer kan worden gebruikt voor elektriciteitsproductie.	Dit is aangepast in de tekst.
<i>CCS bij AVI's</i>		
CCS bij AVI's: Capaciteit referentie-insallatie	De referentie-installatie gaat uit van installatie met een afvangcapaciteit voor CO ₂ van 300 kton/jaar. Waarom is voor deze optie gekozen? Een kleinere schaalgrootte geeft meer flexibiliteit in de procesvoering. Is er in deze situatie ook compensatie mogelijk voor de onrendabele top van de biogene CO ₂ die wordt afgevangen?	De capaciteit was gebaseerd op een Nederlandse AVI. Er wordt in de SDE++-2020 geen onderscheid gemaakt tussen biogene en fossiele CO ₂ . In de toekomst is dit mogelijk relevant
CCS bij AVI's: Te lage CAPEX en OPEX	Zowel de investeringskosten als de variabele O&M-kosten en energiekosten zijn te laag ingeschat, waardoor het berekende basisbedrag niet toereikend zal zijn voor het realiseren van projecten.	We adviseren geen subcategorie CCS bij AVI's in 2020 open te stellen.
CCS bij AVI's: AVI icm CCU	Het uitgangspunt van deze subcategorie is dat alle afgevangen CO ₂ wordt opgeslagen, terwijl de insteek voor de AVI's is om meer CO ₂ beschikbaar te maken voor de verduurzaming van de glastuinbouw (CCU). Overschotten in de winter kunnen dan beschikbaar blijven voor CCS.	Het opnemen van deze gecombineerde mogelijkheid vraagt om nader onderzoek. Mede omdat openstelling voor CCU pas per 2021 wordt overwogen heeft het PBL aan EZK geadviseerd in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor AVI's. Wel erkennen wij dat

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		ons advies niet allesomvattend is en er meerdere beleidsargumenten een rol kunnen spelen bij het ondersteuning van CCS/CCU bij AVI's via de SDE++.
CCS bij AVI's: AVI's onderzoeken expliciet combinatie met CCS	Er wordt gesteld dat een aantal installaties CCS aan het onderzoeken zijn. Dit klopt niet. De installaties onderzoeken nuttig toepassing van CO ₂ (CCU), met name CO ₂ -toepassing in de glastuinbouw.	Op basis van de ontvangen marktinformatie concluderen wij dat er verschillende scenario's zijn onderzocht, waaronder alleen CCU, alleen CCS en een combinatie tussen CCU en CCS. Duidelijk is dat de voorkeur van de sector gaat naar toepassing voor CCU.
<i>CCS bij raffinaderijen</i>		
CCS bij raffinaderijen: Alternatieve berekening range afvangkosten raffinaderijen	Er wordt in de tekst verwezen naar bron IEAGHG, 2017c. In het conceptadvies staat geschreven dat uit deze studie zou blijken dat de CO ₂ -afvangkosten bij raffinage 120-160 €/t CO ₂ zijn. In het onderzoek waarnaar verwezen wordt staan afvangkosten van 161-210 \$/t CO ₂ (≈145-190 €/tCO ₂). Waarom heeft het PBL gekozen de bandbreedte uit het gerefereerde onderzoek aan te passen?	De kosten voor CO ₂ -afvang bij raffinaderijen is in de bron uiteengezet in drie onderdelen, waaronder 'interconnections'. Dit deel van de kosten werd in eerste instantie beschouwd als transportkosten, die het PBL apart meeneemt in haar berekening. Om de kosten op de juiste basis te kunnen vergelijken is daarom gekozen dit onderdeel niet mee te nemen in de kostenrange. Naar aanleiding van de feedback en het nogmaals controleren van de bron, blijkt dat het onderdeel 'nterconnection' verwijst naar de interne connectiekosten. Deze maken onderdeel van de inpassingskosten voor CO ₂ -afvang en moeten dus wel worden meegenomen in de kostenranges. Het PBL adviseert EZK om geen aparte subcategorie op te nemen voor raffinage en daarom zal de aangepaste range niet terugkomen in het eindadvies.
CCS bij raffinaderijen: Keuze WKK als referentie-installatie voor raffinaderijen	De keuze voor een WKK als referentie-installatie wordt ter discussie gesteld, omdat de bijdrage van WKK aan de totale CO ₂ -uitstoot beperkt en zijn de samenstelling van de rookgassen van WKK's niet karakteristiek voor de bulk van de raffinaderijrookgassen.	Naar aanleiding van het marktconsultatieproces is de keuze voor de referentietechnologie heroverwogen. Echter, het PBL heeft aan EZK geadviseerd in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor raffinaderijen. Daarom zal de aangepaste range niet terugkomen in het eindadvies.
CCS bij raffinaderijen: Keuze voor gasgestookte WKK als referentie voor raffinaderijen	Waarom zijn de kosten voor een WKK bij raffinaderijen gebaseerd op CO ₂ -	Er is geen kostendata beschikbaar over het toepassen van CCS bij een

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	afvang van aardgasgestookte elektriciteitscentrales?	<p>raffinaderij-WKK in Nederland. Aangezien gasgestookte WKK's veel overeenkomsten vertonen met raffinaderij-WWK's, is besloten data te zoeken voor deze WKK's.</p> <p>Echter, het PBL heeft aan EZK geadviseerd in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor raffinaderijen.</p>
CCS bij raffinaderijen: Capaciteit referentie-installatie	Er is gekozen om de CO ₂ -afvangcapaciteit vast te stellen op 0,16 Mt CO ₂ per jaar. Waarom is deze capaciteit gekozen?	<p>Het PBL is uitgegaan van de Nederlandse situatie. In raffinage worden daar kleinere WKK's gebruikt, typisch tussen 25-50 MW. Wij hebben gekozen voor een capaciteit van 40MW met een capture rate van 19,4 tCO₂/uur. Dit komt neer op 0,16 Mton CO₂-afvang per jaar.</p> <p>Echter, het PBL heeft aan EZK geadviseerd in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor raffinaderijen.</p>
CCS bij raffinaderijen: CAPEX te laag ingeschat	De totale investeringskosten worden hoger ingeschat.	<p>Op het gebied van investeringen in raffinaderijen hebben wij geen input ontvangen, wel voor energiekosten en O&M-kosten.</p> <p>Echter, het PBL heeft aan EZK geadviseerd in de SDE++ 2020 geen aparte subcategorie op te nemen voor raffinaderijen.</p>

B.12 Waterstof

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Capaciteit referentie-installatie	Een referentie-installatie van 20 MW is beneden industriële schaal. De benodigde vermogens liggen veel hoger dan dat. Bijgevolg zullen de overeenkomstige investeringskosten lager liggen dan de kosten gebruikt in de berekening van de referentie-installatie.	Een referentie-installatie van 20 MW _e sluit aan bij concrete initiatieven die er momenteel zijn.
CO ₂ -emissiefactor gebruikte elektriciteit	De verbreding van de SDE+-regeling ziet op CO ₂ -reductie en moet de uitrol van een technologie mogelijk maken. Door uit te gaan van een emissiefactor van 183 gram per kWh zal waterstofproductie via elektrolyse op papier leiden tot meer CO ₂ -uitstoot en überhaupt niet in aanmerking komen voor SDE+++. Dat lijkt ons onjuist en onwenselijk. Vele partijen beogen CO ₂ -vrije waterstof te produceren door het gebruiken van groene stroom. Die optie wordt ook in Europese regelgeving (RED II) expliciet benoemd; het is mogelijk om 100% groene stroom voor de productie van waterstof van het elektriciteitsnet te betrekken.	Op basis van de uitgangspunten wordt uitgegaan van elektriciteit van het elektriciteitsnet en niet van directe koppeling met een windpark of andere vorm van hernieuwbare opwekking. Er is nagegaan wat de invloed is van lagere bedrijfstijden op de vermeden emissies als daarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit. Tot 2000 vollasturen heeft elektriciteit een CO ₂ -emissiefactor die nagenoeg 0 is. Op verzoek van het ministerie van EZK wordt daarom in het eindadvies met 2000 vollasturen gerekend. De keerzijde is dat lagere bedrijfstijden een ongunstig effect hebben op de productiekosten per kg H ₂ , en daarmee op het basisbedrag.
Aantal vollasturen	De aanname dat waterstofproductie in baseload moet draaien gegeven het baseload-karakter van de vraag naar waterstof is niet correct: omdat waterstof kan worden opgeslagen kan onregelmatige productie prima gekoppeld worden aan baseload-vraag. Waarom is bijvoorbeeld niet gekozen voor een glijdende schaal? Daarmee krijgen projecten, afhankelijk van het aantal vollasturen waar ze op intekenen, een ander basisbedrag (gegeven de omslag van investeringskosten over het aantal draaiuren en de gemiddelde elektriciteitsprijs gedurende deze uren), en ook een andere CO ₂ -intensiteit van de gebruikte elektriciteit gedurende deze draaiuren.	Zie reactie op vorige punt. Wanneer continue levering wordt verlangd en er flexibel wordt geproduceerd zal er geïnvesteerd moeten worden in opslagcapaciteit. De kosten die daarmee gemeoid zijn, zijn in het eindadvies niet gekwantificeerd en dus niet in het basisbedrag meegenomen.
CO ₂ -emissiefactor gebruikte elektriciteit	Een waterstofproducent kan gezien worden als een grote industriële afnemer van elektriciteit. Deze partijen hebben verschillende mogelijkheden om elektriciteit in te kopen. De aanname in het conceptadvies is zwaar afhankelijk van het feit of het interessant is om een PPA af te sluiten voor 'groene stroom' (en of er gerekend mag worden met een lagere emissiefactor).	Zie reactie op vorige punt.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
Herkomst gebruikte elektriciteit en aantal vollasturen	Het voordeel van een afvalenergiecentrale is dat er een baseload productie van hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is. Hierdoor kan er op een kosteneffectieve manier 100% hernieuwbare waterstof geproduceerd worden. 8000 vollast uren zorgt voor de laagste productiekosten.	Op verzoek van het ministerie van EZK wordt uitgegaan van elektriciteit van het elektriciteitsnet en van 2000 vollasturen.
Herkomst gebruikte elektriciteit en aantal vollasturen	Voor elektrolyseprojecten die direct gekoppeld worden aan hernieuwbare elektriciteitsopwekking, lijkt het logischer om een aantal vollasturen vast te stellen op basis van de verwachte elektriciteitsproductie van de hernieuwbare bron. Omdat windprojecten zich hier qua omvang en locatie het beste voor laten lenen, zou een aantal vollasturen van rond de 4000 beter passen voor deze projecten.	Zie reactie op vorige punt.
Aantal vollasturen	Waarom is er niet rekening gehouden met installaties met bijvoorbeeld 3000 of 5000 draaiuren met een CO ₂ -uitstoot lager dan 183 gram/kWh? De minder dan baseload inzet is reëel; de elektriciteitsprijzen zullen in 2030 immers veel meer fluctueren en deze prijzen bepalen voor een zeer groot deel de kostprijs van groene waterstof.	Zie reactie op vorige punt. Overigens wordt het voordeel van lagere groothandelsprijzen bij lagere bedrijfstijden geheel teniet gedaan doordat de vaste kosten van de elektriciteitsaansluiting per MWh dan sterk toenemen.
Aantal vollasturen	De redenering "Er is voor baseload gekozen - en niet voor flexibele inzet afhankelijk van de stroomprijs - omdat de (industriële) afnemers van de waterstof in de praktijk doorgaans een continue aanvoer van waterstof zullen willen hebben." klopt niet. Immers, de baseloadvraag kan prima bediend worden door productie die zelf niet baseload is. Een continue aanvoer van waterstof (baseload) kan ook worden gerealiseerd door te investeren in lokale compressie en buffering of door opslag in zoutcavernes. Opslag in zoutcavernes en koppeling aan transportinfra is voor Noord-Nederland voorzien voor 2025.	In het eindadvies is op verzoek van het ministerie van EZK gekozen voor 2000 vollasturen. Wanneer continue levering wordt verlangd zal er geïnvesteerd moeten worden in opslagcapaciteit. De kosten die daarmee gemoeid zijn, zijn in het eindadvies niet gekwantificeerd en dus niet in het basisbedrag meegenomen.
Aantal vollasturen	De vraag of er een kostenoptimum is in de afweging investeringskosten zou makkelijk te beantwoorden moeten zijn met een relatie tussen draaiuren en gemiddelde e-prijs. Bij een lager aantal draaiuren en de aanname dat deze productie-uren worden bepaald door een (gunstige) elektriciteitsprijs zou ook gerekend moeten kunnen worden met een gunstiger CO ₂ -intensiteit van de gebruikte elektriciteit omdat de gemiddelde marginale optie meer wordt gedomineerd door hernieuwbaar.	Er is nagegaan wat de invloed is van lagere bedrijfstijden op het basisbedrag en de vermeden emissies als daarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit. De vermeden emissie, maar ook het basisbedrag nemen dan toe, in het advies hebben we figuren opgenomen om dit te illustreren.
Aantal vollasturen	Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van 8000 vollasturen. Het valt echter te verwachten dat de installatie niet als basislast zal worden ingezet omdat de productie van duurzame waterstof afhankelijk is van lage elektriciteitsprijzen en aanbod van elektriciteit uit CO ₂ -vrije bronnen. Het is daarom aan te bevelen om ook voor de waterstofproductie via elektrolyse een aantal	Zie reactie op vorige punt.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
	van 2000 vollasturen te gebruiken, zoals ook wordt voorgesteld voor de categorie elektrische boilers.	
Energetisch omzettingsrendement	Het zou behulpzaam zijn als de rendementen niet alleen in kWh/kg H ₂ worden uitgedrukt maar ook in energetisch rendement (%).	Dit punt is overgenomen. Het energetisch rendement $\eta = 3.333/x$, waarbij x het aantal kWh/kg H ₂ is (en groter is dan 33,33).
Investeringskosten	Opvallend dat de kostendata in deze notitie hoger liggen dan in een aantal literatuurbronnen, omdat elders in de set notities is aangegeven dat voor de nieuwe CO ₂ -reductieopties bij een grote variatie aan kostencijfers in eerste instantie relatief lage aannames zouden worden gedaan.	De investeringskosten in het advies zijn gebaseerd op recente marktinzichten. Mogelijk zijn in de literatuur niet alle kosten meegenomen.
Kosten stacks	De opgevoerde investeringskostenkosten van 1900 €/kWe zijn representatief voor AEL (en in beperkte mate PEM) electrolyser systemen, echter de procentuele breakdown is niet geheel correct. Wij zouden 40% van het <i>turn key</i> -systeem voor de stackkosten hanteren.	40% van 1900 €/kW komt neer op 760 €/kW. Dat is aanzienlijk hoger dan uit recente marktinzichten naar voren komt.
Levensduur stacks	Hoewel de 80.000 uur voor AEL technologie redelijkerwijs geldt als bewezen, is dit voor PEM technologie zeker nog niet het geval (bij grotere installaties). Een meer realistische technische levensduur is circa 40-50 khr.	Omdat in de SDE++ techniekneutraliteit nagestreefd wordt, zijn AEL en PEM niet als aparte subcategorieën behandeld. In het eindadvies wordt gerekend met een bandbreedte voor de levensduur van 60.000 – 90.000 uur.
Restwaarde stacks	Opvallend dat na de helft van de levensduur van de tweede generatie stacks een restwaarde ter grootte van de helft van de nieuwwaarde is aangenomen. Meestal daalt de restwaarde in de eerste jaren het snelst. En hoe is de voorziende kostendaling van nieuwe stacks in de komende circa 10 jaar meegenomen in deze cijfers?	Op verzoek van het ministerie van EZK wordt in het eindadvies met 2000 in plaats van 8000 vollasturen gerekend. De stacks zijn dan na 15 jaar weliswaar nog niet aan het eind van hun levensduur, maar verondersteld wordt dat 15 jaar oude stacks geen restwaarde zullen hebben omdat ze niet aan de stand der techniek in het midden van de jaren '30 zullen voldoen.
Restwaarde stacks	Het PBL neemt de helft van de investering als restwaarde. Maar, wie zit er na 15 jaar te wachten op stacks van dit 'kleine' formaat? In 2035 een stack van 20 MW verkopen als er elektrolyzers van 1 GW zijn?	Zie beantwoording vorige vraag.
Vaste O&M-kosten	38 €/kW/jaar voor vaste O&M-kosten is aan de krappe kant.	In het advies is het midden genomen van een ruime bandbreedte.
Vaste O&M-kosten	Waarom is bij de vaste O&M-kosten het midden van de bandbreedte gekozen en niet een waarde aan de onderkant ervan?	Zie beantwoording vorige vraag.
Meenemen CO ₂ -prijs in correctiebedrag	Graag ook aangeven hoe de CO ₂ -prijs bij ETS-bedrijven wordt meegenomen. Over wat voor orde-grootte bedragen per kg H ₂ praten we?	Wanneer de afnemer van de groene waterstof een SMR-installatie heeft: <ul style="list-style-type: none"> • die onder de ETS valt, • en die als gevolg van de inkoop van groene water-

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		stof minder waterstof produceert en daardoor minder CO ₂ -uitstoot, kan de afnemer netto CO ₂ -emissierechten overhouden mits hij niet wordt gekort op het aantal toegewezen emissierechten. Per kg ingekochte H ₂ kan de afnemer 9 kg CO ₂ -uitstoot vermijden. De marktprijs voor de rechten die hij overhoudt worden meegenomen in het correctiebedrag.
Referentietechniek voor berekening vermeden emissie	Om de vermeden CO ₂ te berekenen wordt uitgegaan van de vervanging van een SMR-installatie. De keuze om voor het correctiebedrag uit te gaan van SMR-H ₂ ter vergelijking, doet geen recht aan de potentiële alternatieve inzet van waterstof. Bijvoorbeeld, als de groene waterstof (deels) wordt ingezet in de mobiliteit dan en daarmee de benzine en diesel uitstoot vermijdt, dan wordt er geen 9 kg CO ₂ bespaard (vs. grijze waterstof) maar zo'n 20-24 kg CO ₂ . Kan het PBL deze andere, bredere referentie voor de berekening van de CO ₂ -reductie meenemen?	Het advies heeft betrekking op de productie van waterstof, niet het gebruik of toepassing daarvan.
Referentietechniek voor berekening vermeden emissie	Om de vermeden CO ₂ te berekenen wordt uitgegaan van de vervanging van H ₂ die met een SMR-installatie wordt geproduceerd. Wij betwijfelen of dat in alle gevallen juist is en of opschaling/uitrol van de elektrolyse technologie hier gebaat bij is. Kleinschalige waterstofproductie met CO ₂ -vrije elektriciteit zal volgens ons de komende jaren vooral worden ingezet voor nieuwe toepassingen (mobiliteit, chemie) en niet altijd de huidige waterstof dat uit aardgas wordt geproduceerd voor met name grondstof in de industrie vervangen.	Op grond van de uitgangspunten worden keteneffecten – dus ook ketenvoordelen – niet meegenomen.
Waterstofproductie in congestiegebieden	In hoeverre is nog gekeken naar een categorie 'waterstofproductie in congestiegebieden'? Een dergelijke categorie zou gelden voor de situatie waarin waterstofproductie de enige manier is om op korte termijn nieuwe hernieuwbare elektriciteitsproductie (wind, zon) aan te sluiten omdat de netcapaciteit vol zit. Waarbij dan ook de afweging hoort wat extra verzwaringsinspanningen kosten.	Die zoektocht valt buiten het advieskader. Het punt hebben we meegegeven aan EZK.
Elektriciteitsprijs in correctiebedrag of in basisbedrag	Het is onduidelijk hoe in de berekening van het basisbedrag rekening wordt gehouden met de fluctuerende elektriciteitsprijs. De operationele kosten van elektrolyse zijn grotendeels afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Kan het PBL duidelijk maken hoe hiervoor wordt gecorrigeerd? Het correctiebedrag zou naast de CO ₂ -prijs ook moeten corrigeren voor de elektriciteitsprijs.	Het klopt dat het basisbedrag voor een aanzienlijk deel afhangt van de elektriciteitsprijs. Op basis van de structuur van de SDE++ wordt de elektriciteitsinkoopprijs (berekend als het gemiddelde van de in de KEV 2019 geraamde groothandelsprijs in de periode 2020-2034) meegenomen in de berekening van het

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL/Navigant
		basisbedrag. Er wordt niet jaarlijks gecorrigeerd voor de feitelijk gerealiseerde groothandelsprijs.
Stijging EB en ODE, kosten GvO's.	Belastingen (EB en ODE) stijgen voor grotere afnemers fors de komende jaren. Bovendien zijn de kosten o.a. afhankelijk van de emissiefactor. Als er gekozen wordt voor een PPA voor groene stroom zal er ook voor de GvO betaald moeten worden. Als er met de emissiefactor van het stroom van het elektriciteitsnet moet worden gerekend zal een andere inkoopstrategie tot andere kosten kunnen leiden.	Elektriciteit die gebruikt wordt voor elektrochemische procedés is vrijgesteld van belastingen. De referentiesituatie is elektriciteit die van het net wordt betrokken. Met GvO's wordt geen rekening gehouden.
Kosten demiwater	Het statement dat de kosten voor demiwater / Ultrapure water (UPW) verwaarloosbaar zijn, is niet geheel correct. Het aandeel is ongeveer 0,03 – 0,1 €/kg H ₂ .	Hierover was bij het schrijven van het conceptadvies geen informatie gevonden. Overigens zijn de genoemde waarden klein ten opzichte van de totale kosten (maximaal 1%).
Gelijkstroom in plaats van wisselstroom van het net	In de toekomst zal de aanlanding van windenergie in toenemende mate gebeuren in de vorm van gelijkstroom, waaronder de aanlanding van IJmuiden Ver. Vanuit dit windpark zal naar verwachting 2 GW aangeland worden binnen North Sea Port (Vlissingen-Oost). Het rechtstreeks gebruik van gelijkstroom voor elektrolyse levert potentiële besparingen op (vermeden CAPEX voor transformator/gelijkrichter en OPEX voor energieverliezen in transformator/gelijkrichter). Tot slot verlaagt het toenemende directe gebruik van hernieuwbare elektriciteit de CO ₂ -footprint van de installatie (scope 2).	Op verzoek van het ministerie van EZK is uitgegaan van elektriciteit van het elektriciteitsnet. Aanlanding van gelijkstroom van windparken op zee is in de komende jaren nog geen praktijk.

Bijlage C Externe review



Fraunhofer ISI | Breslauer Strasse 48 | 76139 Karlsruhe

Fraunhofer Institute for
Systems and Innovation Research ISI
Executive Director
Prof. Dr. Jakob Edler
Director
Prof. Dr. Marion A. Weissenberger-Eibl
Deputy Director
Prof. Dr. Mario Ragwitz
Breslauer Strasse 48
76139 Karlsruhe, Germany

Phone + 49 721 6809-200
mario.ragwitz@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe, November 29, 2019

Review on the draft (and final) 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++ 2020. The review included the following activities: discuss with PBL the results of the draft advice, give suggestion for further research where applicable, and reflect whether PBL / DNV GL have addressed adequately the issues that were raised by market parties during the consultation round.

Fraunhofer ISI and TU Wien have concluded the following from the review undertaken: The research process by PBL was conducted in a manner that was correct and sound, despite the challenges that might have arisen by the enlargement in scope due to the incorporation of several new technology options under the SDE++ scheme. Comments provided during the review meeting in July 2019 concerning several technology options (incl. heat pumps, electric boilers, PV etc.) have been well incorporated within the revision process that took place subsequently.

As a general comment on the overall conceptual revision of the SDE+ scheme we would like to express the following. From 2020 onwards the new SDE++ scheme will focus directly on CO₂ reduction of the energy system, which is generally suitable for a more integrated treatment of GHG mitigation options. On the positive side some key points are here that:

- Reaching the CO₂ targets for 2030 is key
- Instrument of SDE is positively viewed
- Options with strongest mitigation impact are put under der SDE
- Ranking of the technologies is done based on CO₂ avoidance

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V., München
Executive Board
Prof. Dr.-Ing. habil. Prof. E. h. Dr.-Ing. E. h. mult. Dr. h. c. mult. Reimund Neugebauer, President
Prof. Dr. rer. publ. ass. iur. Alexander Kurz
Dipl.-Kfm. Andreas Meuer
Prof. Dr. rer. nat. habil. Ralf B. Wehrspohn

Cheques and transfers payable to:
Deutsche Bank, München
Account 752193300 BLZ 700 700 10
IBAN DE86 7007 0010 0752 1933 00
BIC (SWIFT-Code) DEUTDEMM
V.A.T. Ident No. DE129515865
Tax Number 143/215/20392

However, uncertainty can increase for individual sectors and technologies currently covered under the scheme by adding possibly high additional complexity. Therefore one should be careful when adding (new) technology options into the portfolio of SDE+. We consequently strongly suggest, if not performed yet, to undertake an in-depth risk analysis of the planned revisions since we anticipate critical risks to this new design – for example if one of the newly introduced options would dominate the auctioning process but would not materialize in forthcoming years. That would increase uncertainty for the overall target achievement to reduce CO₂ emissions as well as hinder the ongoing market deployment of well-established decarbonization technologies. One can remind here the experience gained when geothermal heat was included in 2012 as a new option but, later on, projects have not been realized.

As another general comment we would like to highlight that according to our experience, confirmed by auction theory, penalties (for not realizing planned projects) are an indispensable element for an effective auction scheme.

Some key observations and suggestions for further improvements can be summarized as follows:

- **Incorporation of new technology options and changes in corresponding base rate calculations**

A large number of new technology options, for example renewable hydrogen production via electrolysis or CCS, have been included in the revised SDE++ scheme and the corresponding base rate calculation exercise. This change in scope appears wise in order to provide a more holistic approach towards decarbonisation. It thus reflects the policy emphasis in the Dutch efforts to combat climate change and foster decarbonisation in the overall energy sector.

A closer look at the numbers in the underlying base rate calculations of the final advice indicates however that without additional support from any other policy initiatives these options would hardly become competitive in the overall SDE++ allocation process. This is partly the consequence of significant changes in the calculations and in the underlying assumptions when comparing the draft and the final advice. These changes, like in the case of renewable hydrogen the strong reduction of full load hours / capacity factors, appear reasonable since they reflect that hydrogen is more consistently linked to the renewable origin. In more general terms, this raises however the question how much emphasis shall be put in forthcoming base rate calculation exercises on these options and possibly planned further extensions of the technology scope.

We thus recommend to focus in the underlying analyses on those options that are of key relevance for the Netherlands at present and in the near future while limiting details and analytical emphasis for those that remain uncompetitive for the time being if SDE+ is not linked to other support schemes.

Generally the uncertainty of the costs of the new technology options like CCS and H₂-Electrolysis are very large, so it might be advisable to start with supporting dedicated large-scale demonstration projects for these technologies instead of a broad technology deployment programme like SDE+.

- **Strong reduction of base rates for photovoltaics and wind energy**

Apart from new technology options, we have identified a strong reduction of the base rates for PV and for wind energy when comparing the draft and the final advice. This is again the consequence of the changes made in the underlying assumptions and determining parameters within the calculation exercise. These changes appear correct, since they better reflect the current financing conditions and market environment, like for example in the case of wind energy the decline of turbine prices.

Care should however be taken to assure a balance between (economic) efficiency and effectiveness. A key point here is to reassure the attractiveness of the Dutch PV and wind market – so that the strongly required investments into these key decarbonisation technology options will take shape in future years.

One example to that is how to incorporate expected future revenues for renewable electricity producers from selling Guarantees of Origin on the market. Here we follow PBL's suggestion that care needs to be taken to not overestimate these revenues – since changes in market conditions appear likely and these would cause a significant decline of GoO prices in future years.

- **Clearness in the definition of technology categories to prevent strategic behaviour**

We finally recommend to put emphasis on the clearness in the scope and definition of individual technology categories. From an efficiency viewpoint it appears wise to prevent a situation that investors have too much leeway in the selection of technology categories for a specific planned facility. We see here room for increasing clearness and scoping for example concerning heat pumps and corresponding facilities. At present these are included in several technology categories, and some overlaps in definition may arise from that.

Apart from the issues listed above we do not have any additional suggestions for improvements and have not found any incorrect assumptions or calculations.

Kind regards,



Prof. Dr. Mario Ragwitz
(Fraunhofer ISI)



Dr. Gustav Resch
(TU Wien, Energy Economics Group)

Bijlage D Nawoord

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

De auteurs en onderzoekers die bij dit eindadvies betrokken zijn, danken de reviewers Prof.Dr. Ragwitz en Dr. Resch en hun collega's voor hun kritische opmerkingen. Hun inbreng is door ons nuttig gevonden bij de analyse. De review is uitgevoerd op verzoek van het PBL en gericht aan het PBL. Er staan evenwel ook enkele bevindingen in die waardevol zijn voor het ministerie van EZK om mee te nemen voor de toekomstige uitwerking van de SDE++. Wij hebben de reviewbrief in zijn geheel opgenomen in Bijlage C, waardoor EZK hier kennis van kan nemen. Op een drietal zaken geven wij hier nog reflectie.

Opname van nieuwe categorieën

Het aantal categorieën is in de SDE en SDE+ in de loop der jaren flink toegenomen. Voor categorieën met een basisbedrag van ruim boven de bovengrens van de SDE+ (in 2019 lag deze op 0,013 €/kWh), vraagt EZK om een indicatief basisbedrag. Dit verhoogt de efficiëntie van de werkzaamheden van het PBL, waardoor meer achterliggende SDE+-vragen beantwoord en meer categorieën doorgerekend konden worden.

Nieuwe categorieën kunnen door EZK bij het opstellen van de adviesvraag worden ingebracht, ook kunnen andere partijen deze inbrengen tijdens de consultatie. Wij menen dat iedereen, EZK, andere partijen en het PBL, uit het advies kan destilleren hoe relevant de *fine tuning* van berekeningen werkelijk is. Dit speelt vooral bij categorieën die in de SDE++ moeilijk mee kunnen concurreren en waarvan de inherente onzekerheid vooralsnog groot is.

Sterke daling van basisbedragen bij zon-PV en windenergie

De sterke daling van de basisbedragen bij de categorieën voor zon-PV en windenergie vindt zijn oorsprong deels in technologieontwikkeling, deels in goedkopere financiering. Daarboven komt een correctie vanwege de mogelijke hoge inkomsten uit GvO-verkoop. Hoewel wij menen dat dit advies een adequaat beeld toont van de subsidiebehoefte voor projecten die in 2020 SDE++ aanvragen, begrijpen we het punt dat de reviewers maken met betrekking tot de effectiviteit van de regeling. Snelle dalingen in subsidiehoogte kunnen moeilijk zijn voor projecten in ontwikkeling om te volgen. Vertraging van projecten is daarbij een mogelijk gevolg. De keerzijde hiervan, meer subsidie adviseren dan financieel nodig is, om z gezegd 'de vaart erin te houden', is iets wat het PBL vanuit oogpunt van staatssteun en binnen de context van de adviesvraag niet kan adviseren. Wat wel kan helpen, is om zo snel mogelijk aan marktpartijen duidelijkheid te geven hoe in de toekomst de waarden van GvO's verrekend zal worden.

Duidelijke categoriedefinities

In de uitgangspunten heeft EZK vermeld dat wij rekening kunnen houden met kosten van bijvoorbeeld warmtepompen als deze een technisch voor de hand liggend onderdeel van de energie-installatie zijn. Hiervan hebben wij gebruik gemaakt bij categorieën als aquathermie en restwarmte. Tegelijk hebben we een categorie voor warmtepompen in de industrie opgenomen in het advies. Ons advies dient zo gelezen te worden dat deze categorie elkaar uitsluiten. Indieners worden geacht niet te kunnen kiezen uit categorieën; hun projecten horen logischerwijs tot slechts één van de categorieën te behoren.

Bijlage E Geothermie; definities

Lijst van definities – Geothermie

- De definities opgenomen in deze lijst van definities, zijn geordend volgens de volgende onderverdeling: Definities - Geothermieproject
- Definities – Vermogen & Energie
- Definities – Energieproductie
- Definities - Economie
- Definities - Diepte en/of stratigrafisch bereik Geothermieprojecten

Definities - Geothermieproject

Afnamepunt van de geothermische warmte / referentiepunt

Het afnamepunt van de geothermische warmte is een gedefinieerde locatie (*reference point*) in de productieketen waar het geothermische energieproduct wordt gemeten of beoordeeld. Het afnamepunt van de geothermische warmte is meestal het verkooppunt aan derden of het punt waar de geothermische warmte wordt ingezet voor verrichting van activiteiten. De verkoop of productie van geothermische energieproducten wordt gemeten en gerapporteerd in termen van schattingen van de resterende hoeveelheden die dit punt oversteken vanaf de ingangsdatum van de evaluatie⁸⁹.

Geothermische bron

In de context van de geothermische energie is de hernieuwbare energiebron de thermische energie die zich bevindt in een hoeveelheid gesteente, sediment en / of grond, inclusief eventuele ingesloten vloeistoffen, die beschikbaar is voor winning en omzetting in energieproducten. Deze bron wordt de geothermische energiebron genoemd en is equivalent aan de termen *deposit* of *accumulation* die wordt gebruikt voor vaste mineralen en fossiele brandstoffen. De geothermische energiebron komt voort uit de productie en injectie bron van het geothermisch systeem, gedurende een gespecificeerde tijdsperiode⁹⁰.

Geothermisch doublet

een geothermisch productiesysteem met één productie- en één injectieput.

Geothermisch energieproduct

⁸⁹ Noot: De definitie voor 'afnemer van de geothermische warmte' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'reference point', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Re-sources":

'Reference Point': The Reference Point is a defined location in the production chain where the quantities of Geothermal Energy Product are measured or assessed. The Reference Point is typically the point of sale to third parties or where custody is transferred to the entity's downstream operations. Sales or production of Geothermal Energy Products are normally measured and reported in terms of estimates of remaining quantities crossing this point from the Effective Date of the evaluation (UNECE, 2016)

⁹⁰ Noot: De definitie voor 'geothermische bron' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal source', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Re-sources":

'Geothermal Source': In the geothermal energy context, the Renewable Energy Source is the thermal energy contained in a body of rock, sediment and/or soil, including any contained fluids, which is available for extraction and conversion into energy products. This source is termed the Geothermal Energy Source, and is equivalent to the terms 'deposit' or 'accumulation' used for solid minerals and fossil fuels. The Geothermal Energy Source results from any influx to outflux from or internal generation of energy within the system over a specified period of time (UNECE 2016).

Een geothermisch energieproduct is een energieproduct dat te koop is in een markt. Voorbeelden van geothermische energieproducten zijn elektriciteit en warmte. Andere producten, zoals anorganische materialen (bijvoorbeeld siliciumdioxide, lithium, mangaan, zink, zwavel), gassen of water geëxtraheerd uit de geothermische energiebron in hetzelfde extractieproces kwalificeren zich niet als geothermische energieproducten. Wanneer deze andere producten worden verkocht, dienen de inkomstenstromen echter in de economische evaluatie worden opgenomen⁹¹.

Geothermisch productiesysteem

Een installatie met alle apparatuur benodigd om de geothermische bron (*Geothermal Source*) te verbinden met de plek (*reference point*) waar het Geothermisch Energieproduct (*Geothermal Energy product*) (momenteel alleen warmte) wordt overgedragen aan de afnemer van de geothermische warmte⁹².

Geothermisch project

Het Geothermisch Project is de verbinding tussen de Geothermische Bron (*Geothermal Source*) en de hoeveelheid Geothermisch Energieproduct (*Geothermal Energy Product*) en geeft de basis voor economische evaluatie en (investerings-)beslissingen of besluiten. Het geothermisch project omvat alle aanwezige systemen en apparatuur die de verbinding tussen de Geothermische Bron en het Referentiepunt (*Reference Point*) alwaar de Geothermische Energie Producten worden verkocht, gebruikt, overgedragen of afgestaan. Het project omvat alle apparatuur en systemen benodigd voor de extractie en /of conversie van energie waaronder bijvoorbeeld: productie en injectie putten, warmtewisselaars, verbindende verbuizing, energieconversiesystemen en benodigde additionele apparatuur. In het beginstadium van een evaluatie traject is een project mogelijkwijs slechts gedefinieerd op conceptueel niveau. Dit in tegenstelling tot projecten die vergevorderd in het evaluatietraject zijn en een hoge mate van detail in de projectdefinitie hebben. In de praktijk kan een geothermisch project één of meerdere geothermische productiesystemen omvatten.⁹³

Geothermie-projecten - in productie

Een verzameling van geothermie projecten die reeds gerealiseerd en in productie zijn.⁹⁴

⁹¹ Noot: De definitie voor 'geothermisch energieproduct' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal energy product', uit "Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Re-sources":

'Geothermal Energy Product': A Geothermal Energy Product is an energy commodity that is saleable in an established market. Examples of Geothermal Energy Products are electricity and heat. Other products, such as inorganic materials (e.g. silica, lithium, manganese, zinc, sulphur), gases or water extracted from the Geothermal Energy Source in the same extraction process do not qualify as Geothermal Energy Products. However, where these other products are sold, the revenue streams should be included in any economic evaluation (UNECE 2016).

⁹² Noot: geothermische productiesystemen kunnen gebruikmaken van een warmtepomp (ten behoeve van verdere uitkoeling van de retourstroom naar de injectieput) en van bijvoorbeeld een koppeling aan een warmtenet.

⁹³ Noot: Voor de Engelstalige definities voor 'geothermal source', 'geothermal energy product', en 'reference point' wordt verwezen naar de noot onder de definitie 'Geothermisch productiesysteem'. De definitie voor 'geothermisch project' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'geothermal project':

Geothermal Project: The Project is the link between the Geothermal Energy Source and quantities of Geothermal Energy Products and provides the basis for economic evaluation and decision-making. In the context of geothermal energy, the Project includes all the systems and equipment connecting the Geothermal Energy Source to the Reference Point(s) where the final Geothermal Energy Products are sold, used, transferred or disposed of. The Project shall include all equipment and systems required for extraction and/or conversion of energy, including, for example, production and injection wells, ground or surface heat exchangers, connecting pipework, energy conversion systems, and any necessary ancillary equipment. In the early stages of evaluation, a Project might be defined only in conceptual terms, whereas more mature Projects will be defined in significant detail (UNECE 2016).

Noot: geothermische projecten kunnen gebruikmaken van een warmtepomp (ten behoeve van verdere uitkoeling van de retourstroom naar de injectieput) en van bijvoorbeeld een koppeling aan een warmtenet.

Noot: een geothermisch project kan bestaan uit een 'geothermisch veld'

⁹⁴ Noot: Voor geothermische projecten - in productie geldt het volgende:

- Een project in productie is automatisch een gerealiseerd project.
- Productie- en injectiedebiet gegevens beschikbaar via NLOG.

Geothermie-projecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)

Een verzameling van geothermie projecten die reeds gerealiseerd maar nog niet in productie zijn. Onder gerealiseerd wordt hierbij verstaan, de projecten waarvoor de putten zijn geboord en getest, de installatie gereed is, maar waar nog geen warmte geproduceerd wordt. In de tekst wordt hiervoor ook de term 'geboord maar nog niet producerend' gebruikt.⁹⁵

Geothermie-projecten - niet in productie (aangevraagd)

Een verzameling van geothermieprojecten welke nog niet gerealiseerd zijn, maar waarvoor wel SDE+-subsidie is aangevraagd.⁹⁶

Geothermisch veld

In de definitie van een geothermisch veld zit vaak de aanwezigheid van een temperatuur anomalie besloten. Voor de Nederlandse situatie is een dergelijke definitie niet geschikt.⁹⁷ In Nederland is de temperatuur anomalie er niet of niet goed te bepalen; het gaat in Nederland enkel om de definitie van een voor de winning van warm formatiewater uit een productieve aquifer. Voor deze notitie gebruiken we de volgende conceptdefinitie voor een geothermisch veld: Een geografisch beperkt gebied (bijvoorbeeld voorkomen van een aquifer in een bepaald dieptebereik of door de begrenzing van een vergunning) waarbinnen op efficiënte, duurzame en doelmatige wijze de productie van aardwarmte ter hand genomen is of wordt en waarbij meerdere geothermische productiesystemen dezelfde aquifer of aquifers benutten.

Extra put

Een extra put bij een 'geothermisch project'.⁹⁸

Definities – Vermogen & Energie

Aangevraagd vermogen

Het vermogen dat de operator aanvraagt bij RVO.nl. Dit is het P50-vermogen van de geothermische vermogen kans-dichtheid-functie opgesteld op basis van de geologische onderbouwing en DoubletCalc-berekening van de aanvrager.

Beschikt vermogen

Pre-drill Geothermisch Vermogen van het geothermische project in de SDE+-beschikking, van RVO.nl.

Bronvermogen

-
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl) en in sommige gevallen ook via andere databestanden. De data van gerealiseerde projecten is nauwkeuriger daar deze de werkelijke kosten weergeeft, echter deze data is niet bekend van alle gerealiseerde projecten.

⁹⁵ Noot: Voor geothermie projecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd) geldt het volgende:

- Energie-productiegegevens beschikbaar op basis van het product van het 'P50 vermogen uit het DoubletCalc realisatiescenario', en het aantal vollasturen gebaseerd op de referentie case uit de SDE+ categorie waarin wordt aangevraagd.
- Lokale reservoir eigenschappen bekend uit puttest, systeemtest en/of andere meetreeksen
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl).

⁹⁶ Noot: Voor geothermie projecten - niet in productie (aangevraagd) geldt het volgende:

- Energie-productiegegevens beschikbaar op basis van het product van het 'beschikt vermogen', en het aantal vollasturen wat is gebaseerd op het aantal vollasturen van de referentie case uit de SDE+ categorie waarin wordt aangevraagd.
- CAPEX/OPEX-gegevens beschikbaar via SDE+ subsidie aanvragen (via RVO.nl).

⁹⁷ Noot: "Geothermal field is a geographical definition, usually indicating an area of geothermal activity at the earth's surface. In cases without surface activity this term may be used to indicate the area at the surface corresponding to the geothermal reservoir below" (Gehring en Loksha 2012).

⁹⁸ Noot: een extra put kan een derde put bij een geothermische doublet zijn, maar kan ook een vierde of bijvoorbeeld vijfde put van een bestaand geothermisch project zijn. SDE+ staat aanvragen voor een extra put toe als aparte categorie.

Vermogen van het geothermisch project, waarbij het berekeningsmethode voor het bepalen van het vermogen afhankelijk is van het type project:

- Voor 'geothermieprojecten - in productie' wordt verwezen naar het 'maximaal gerealiseerde vermogen'.
- Voor 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' wordt verwezen naar het 'vermogen van het DoubletCalc-realisatiescenario.
- Voor 'geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' wordt verwezen naar het 'beschikt vermogen'.

DoubletCalc-realisatiescenario

Dit is het vermogen dat berekend met behulp van DoubletCalc wordt op basis van de geologische parameters voortvloeiend uit de boor- en testgegevens van de putten en de gerealiseerde put- en installatieconfiguratie.

Energie

Als het vermogen van het geothermisch productiesysteem wordt ingezet door het systeem draaiuren te laten maken wordt energie geproduceerd. Energie wordt gerapporteerd in J, GJ, PJ of kWh.

Gecorrigeerd verwacht vermogen

Het product van het bronvermogen van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en 'geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de vermogensrealisatiefactor.

Geothermische hulpbron

Geothermische hulpbron (*geothermal energy resources*) zijn de cumulatieve hoeveelheden Geothermische Energieproducten die in de toekomst uit de Geothermische Bron zullen worden geproduceerd vanaf de referentie datum tot een moment in de toekomst (tot het einde van de Projectlooptijd) gemeten of berekend bij het referentiepunt (*reference point*).

Dat deel van het geothermisch potentieel van een geothermisch project dat onder de SDE+ valt is: het bronvermogen * aantal SDE+ vollasturen per jaar (??uur) * looptijd (=15 jaar) = ?? GJ of kWh.⁹⁹

Het te gebruiken vermogen voor SDE+-basisbedragberekening

Het door TNO AGE aangegeven bronvermogen dat gebruikt is voor de parameters en figuren in deze notitie en voor de onderliggende berekeningen voor het SDE+-basisbedrag.

Maximaal gerealiseerd vermogen

- *Post-drill* jaarvermogen van een producerend (of in het verleden producerend) geothermisch project, waarbij de maand waarin het hoogste vermogen is gerealiseerd representatief wordt gemaakt voor de gehele levensduur van het project. Dit wordt synoniem geacht aan de in de geothermische wereld gebruikte term *installed power*.¹⁰⁰

Output vermogen

In de tabellen van het SDE+-adviestekst gebruikt vermogen, wat gelijk is gesteld aan het bronvermogen.

⁹⁹ Noot: Definitie voor 'Geothermische hulpbron' is afgeleid van de volgende Engelstalige definitie voor 'Geothermal Energy Resources' uit: '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' september 2016': *Geothermal Energy Resources: Geothermal Energy Resources are the cumulative quantities of Geothermal Energy Products that will be extracted from the Geothermal Energy Source, from the Effective Date of the evaluation forward (till the end of the Project Lifetime/Limit), measured or evaluated at the Reference Point*

¹⁰⁰ Noot: maximaal gerealiseerd vermogen = (energie geproduceerd in de maand waarin het hoogste bron vermogen is behaald / uren per maand)) uitgedrukt in MW per jaar

P50-vermogen SDE+-aanvraag

Zie definitie 'aangevraagd vermogen'

P50-vermogen SDE+-TNO AGE-audit

De P50-waarde van de geothermische vermogen kans-dichtheid-functie opgesteld n.a.v. de TNO-AGE-audit van het "aangevraagde vermogen". Mede op basis van dit vermogen definieert RVO.nl het "beschikte vermogen". RVO.nl kan iets anders beschikken dan de TNO AGE-audit voorstelt.

Vermogen

Vermogen is een natuurkundige grootheid voor de energie (arbeid) per tijdseenheid. De SI-eenheid voor vermogen is de watt (W). Een geothermisch productiesysteem is uitgelegd / gebouwd om een bepaald vermogen te kunnen realiseren. Het vermogen van een geothermisch productiesysteem wordt in het algemeen uitgedrukt in Mega-Watt (MW).

Vermogensrealisatiefactor

Het quotiënt van het 'maximaal gerealiseerde vermogen' en het 'beschikt vermogen' ('Vermogensrealisatiefactor' = 'maximaal gerealiseerd vermogen' / 'beschikt vermogen')

Definities – Energieproductie

Draaiuren per jaar

Het aantal uren per jaar dat in het primaire circuit (zoute kant van de warmtewisselaar) water wordt rondgepompt en waar tijdens die formatiewatercirculatie warmte wordt onttrokken aan deze primaire waterstroom.

Jaarlijkse energieproductie

Dit is de hoeveelheid energie, die ook in het kader van de SDE+ gemeten en gerapporteerd wordt (op maandbasis) aan RVO.nl teneinde de SDE+-uitkering te krijgen. Dit wordt bepaald in een conform de SDE+-verplichting in een door CertiQ gecertificeerde meetinstallatie.¹⁰¹

Vollasturen per jaar

Het quotiënt van de "totale jaarlijkse energie productie" ten opzichte van het 'bronvermogen', uitgedrukt in uren per jaar.

Formule 1 Berekening van het aantal vollasturen per jaar.

$$\text{Vollasturen per jaar (uur)} = \frac{\text{Energieproductie per jaar (Wh)}}{\text{Bronvermogen (W)}}$$

Definities - Economie

Investeringskostenrealisatiefactor

Het gemiddelde van het quotiënt van de werkelijke investeringskosten zoals bekend van gerealiseerde projecten, gedeeld door de verwachte investeringskosten als opgenomen in de SDE+-subsidieaanvraag.

O&M-kostenrealisatiefactor

¹⁰¹ Noot: Zie ook <http://www.certiq.nl/energiebron/warmte/geothermie/overzicht-rapportage-eisen/> voor meer informatie over de rapportage eisen.

Het gemiddelde van het quotiënt van de werkelijke O&M-kosten zoals bekend van gerealiseerde projecten, gedeeld door de verwachte O&M-kosten als opgenomen in de SDE+-subsidieaanvraag.

Gecorrigeerde investeringskosten

Het product van de investeringskosten van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de investeringskostenrealisatiefactor.

Gecorrigeerde O&M-kosten

Het product van de O&M-kosten van 'geothermieprojecten - nog niet in productie (al wel gerealiseerd)' en geothermieprojecten - niet in productie (aangevraagd)' met de O&M-kostenrealisatiefactor.

Verwachte kosten

De investeringskosten en O&M-kosten zoals vermeld in documenten horende bij de SDE+-subsidieaanvraag bij RVO.nl.

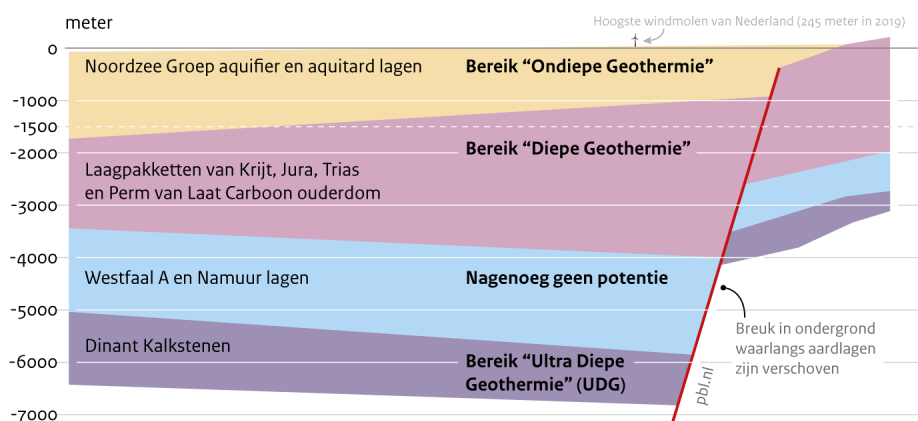
Werkelijke kosten

De investeringskosten en O&M-kosten van gerealiseerde projecten.

Definities - Diepte en/of stratigrafisch bereik Geothermieprojecten

Geothermische doelaquifers in een bepaalde laag bevinden zich op verschillende dieptes in de Nederlandse ondergrond. Dit betekent dat één aquiferlaag op verschillende dieptes voorkomt in Nederland.

Opbouw aardlagen in Nederland



Bron: PBL

Ondiepe Geothermie

Ondiepe Geothermie wordt in dit SDE+ 2020 advies gedefinieerd als het winnen van aardwarmte uit de formatielagen van de lithostratigrafische "Noordzee Groep".

Diepe Geothermie

Diepe Geothermie wordt gedefinieerd als het winnen van warmte uit laagpakketten dieper dan 'de basis van de Noordzee Groep' en ondieper dan 4000 meter. Vooralsnog betreffen dit laagpakketten behorend tot Rijnland, Schieland, Onder Germaanse Trias, Boven Rotliegend

Groep en mogelijk gesteentepakketten uit de Chalk, Zechstein en Limburg Groep. Afhankelijk van de locatie in Nederland liggen de laagpakketten typisch voor UDG ook ondieper en vallen zij derhalve in de "Diepe Geothermie".

Ultra Diepe Geothermie

Ultra Diepe Geothermie als het winnen van warmte uit laagpakketten die dieper dan 4000 meter liggen. Vooral nog zijn dat gesteente pakketten van Vroeg Carboon (Dinantien kalksteen) en Devoon ouderdom.