



Planbureau voor de Leefomgeving

# CONCEPTADVIES SDE++ 2021 ZONNE-ENERGIE

**Jasper Lemmens (DNV GL), Luuk Beurskens (TNO Energie-  
Transitie), Sander Lensink (PBL)**

6 mei 2020

**TNO**



PBL

## **Colofon**

### **Conceptadvies SDE++ 2021 zonne-energie**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4104

## **Contact**

sde@pbl.nl

## **Auteurs**

Jasper Lemmens (DNV GL), Luuk Beurskens (TNO EnergieTransitie), Sander Lensink (PBL)

## **Eindredactie en productie**

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lemmens, J., Beurskens, L. en Lensink, S. (2020). Conceptadvies SDE++ 2021 zonne-energie. 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

1

2	1	Bevindingen zonne-energie	4
3	2	Zon-PV	5
4	2.1	Algemene parameters	5
5	2.2	Uitgestelde levering van elektriciteit uit PV	5
6	2.3	PV-modules	6
7	2.4	Omvormers	6
8	2.5	Installatiemateriaal en -arbeid	6
9	2.6	Netwerkaansluiting	6
10	2.7	Vollasturen	7
11	2.8	Tweezijdige zonnepanelen	8
12	2.9	Zon-PV drijvend op water	8
13	2.10	Overkappingen met PV-systemen	8
14	2.11	Vaste operationele kosten	8
15	2.12	Eenmalige O&M-kosten	10
16	2.13	Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting	10
17	2.14	Elektriciteitsprijzen	11
18	2.15	Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-PV	11
19	2.16	Restwaarde	12
20	2.17	Categorie-specifieke beschouwingen zon-PV	13
21	2.17.1	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 15$ kWp en $< 1$ MWp, gebouw-,	
22		grondgebonden of drijvend op water	13
23	2.17.2	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, gebouwgebonden	13
24	2.17.3	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, grondgebonden	13
25	2.17.4	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, drijvend op water	13
26	2.17.5	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, zonvolgend op land	14
27	2.17.6	Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, zonvolgend op water	14
28	2.18	Basisbedragen Zon-PV	14
29	3	Zonthermie	16
30	3.1	Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth	16
31	3.2	Zonthermie, $\geq 1$ MWth	17
32	3.3	PVT	17
33	4	Daglichtkas	19
34	4.1	Basisbedragen Zonthermie	19
35	5	Uitvraag aan de markt	21
36	5.1	Zon-PV	21
37	5.2	Zonthermie	21
38	5.3	PVT	21
39			
40			
41			
42			
43			

# 1 Bevindingen

## zonne-energie

Deze notitie 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 3x80 A.

In tegenstelling tot de SDE++-openstellingen in 2020 (waar voor- en najaar elk eigen basisbedragen kenden) wordt in dit conceptadvies uitgegaan van één openstelling in 2021. Een aanpassing hierop kan echter nog wel plaatsvinden; meer daarover zal naar verwachting bekend zijn bij publicatie van het Eindadvies SDE++ 2021.

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

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

In dit conceptadvies wordt voor PV het concept 'uitgestelde levering' geïntroduceerd.

De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn:

- Zonthermie,  $\geq 140$  kWth en  $< 1$  MWth
- Zonthermie,  $\geq 1$  MWth

In dit conceptadvies is er speciale aandacht voor de combinatie van PV-modules met zonthermische collectoren (PVT-panelen), en over de mogelijke toepassing ervan binnen de SDE++.

### **Marktconsultatie**

Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderliggende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 22 mei bij het PBL binnen te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tussen 8 juni en 3 juli worden gehouden.

Op basis van schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken stelt het PBL vervolgens het uiteindelijke eindadvies op voor EZK. De minister van EZK besluit uiteindelijk aan het eind van het jaar over de openstelling van de nieuwe SDE++-regeling, de open te stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen.

Nadere informatie is te vinden via de website: [www.pbl.nl/sde](http://www.pbl.nl/sde).

# 2 Zon-PV

## 2.1 Algemene parameters

91 Het peiljaar voor het verwachte prijsniveau is afhankelijk gesteld van de categorie. Dit omdat  
92 de realisatietermijn langer is bij grotere projecten. Voor systemen kleiner dan 1 MWp wordt  
93 2022, één jaar na subsidieverlening, als peiljaar voor de systeemkosten gebruikt. Voor ge-  
94 bouwgebonden systemen  $\geq 1$  MWp is het peiljaar 2023. Voor grondgebonden en drijvende  
95 systemen  $\geq 1$  MWp is het peiljaar 2024.

96  
97 Mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen kunnen prijsverhogend wer-  
98 ken. De algemene trend is echter dat de specifieke investeringskosten van PV-systemen door  
99 technologische ontwikkeling en schaafeffecten blijven dalen. De in deze sectie getoonde prij-  
100 zen van modules en omvormers zijn verwachte spotmarktprijzen, exclusief btw en exclusief  
101 de marge van de groothandel en installateur. De marge maakt deel uit van de investerings-  
102 kosten en neemt af bij toenemende schaalgrootte.

103

## 2.2 Uitgestelde levering van elektriciteit uit PV

105 Op locaties waar veel ruimte is, is het niet altijd mogelijk om de opgewekte elektriciteit ook  
106 via het elektriciteitsnet te transporteren naar de afnemers. Met name grote velden met zon-  
107 PV lopen hierbij aan tegen beperkte netcapaciteit. Netverzwaring is mogelijk, maar vergt een  
108 voorbereidingstijd die langer kan zijn dan het oprichten van een PV-veld. In sommige geval-  
109 len is netverzwaring ook technisch een uitdaging, wegens beperkte ruimte ondergronds. Er  
110 zijn twee mogelijkheden om aan deze problemen tegemoet te komen:

- 111 • Maatregelen die genomen kunnen worden in het elektriciteitsnet, zoals bijvoorbeeld  
112 één kabel voor zon-PV en wind samen, minder strenge eisen aan redundantie, of re-  
113 geltechnische maatregelen.
- 114 • Maatregelen die genomen kunnen worden bij de elektriciteitsopwekkingsinstallatie  
115 zelf. De opgewekte elektriciteit wordt niet per definitie aan het elektriciteitsnet gele-  
116 verd. Dat kan bijvoorbeeld door opslag van elektriciteit of conversie naar een andere  
117 energiedrager (waterstof, warmte). Het is ook mogelijk om anderszins de elektrici-  
118 teitsafzet te organiseren.

119 Voor de tweede optie, aanpassingen bij de elektriciteitsopwekkingsinstallatie zelf, zouden we  
120 in dit conceptadvies graag de kosten en opbrengsten in beeld brengen. Deze optie noemen  
121 we hier algemeen 'uitgestelde levering' omdat we geen keuze maken in de te gebruiken op-  
122 slagtechnieken. Achterliggend idee is om de piekproductie van een PV-installatie over de dag  
123 te spreiden, zodat de beperkte elektriciteitstransportcapaciteit optimaal benut kan worden:  
124 een minder zware belasting gedurende de dag, en een zwaardere belasting gedurende de  
125 nacht. Toepassing van deze optie heeft een gunstige invloed op de flexibiliteit van het elek-  
126 triciteitsstelsel. Deze manier van opereren heeft ook gevolgen voor de inkomsten uit elek-  
127 triciteitsverkoop.

128

129 Over uitgestelde levering worden enkele concrete vragen aan de markt gesteld, zie het  
130 hoofdstuk over de uitvraag in de marktconsultatie.

## 131 2.3 PV-modules

132 De kosten van PV-modules begin 2020 zijn geraamd op 260 €/kWp (pvxchange.com, 2020).  
133 Van januari 2019 tot en met februari 2020 is de kostendaling bijna 4%. Van januari 2020 tot  
134 en met februari 2020 zijn de moduleprijzen gestegen met 4%. Deze stijging is te wijten aan  
135 de Coronacrisis en het is op dit moment (maart 2020) niet duidelijk hoe de prijs van PV-  
136 modules zich in het komende jaar zal ontwikkelen. Het is daarom noodzakelijk om de prijzen  
137 van PV-modules ten tijde van het opstellen van het eindadvies SDE++ 2020 opnieuw te be-  
138 oordelen. Het ligt uiteindelijk in de lijn der verwachting dat de langjarige trend van kostenda-  
139 ling door zal gaan. Om de toekomstige kosten te ramen, zijn de modulekosten van begin  
140 2020 gereduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9% (Fraun-  
141 hofer, 2015) en marktvoorspellingen over het (mondiaal) opgestelde vermogen van IHS Mar-  
142 kit en Bloomberg New Energy Finance. De kosten voor PV-modules (exclusief inflatie-  
143 correctie) worden voor medio 2022 geschat op 230 €/kWp, 220 €/kWp in 2023 en 210  
144 €/kWp in 2024.

## 145 2.4 Omvormers

146 Op basis van gegevens van WoodMackenzie liggen de omvormerkosten in 2020 onder 40  
147 USD/kWp in landen als Duitsland en Frankrijk. Gebruikmakend van de prognoses van Wood-  
148 Mackenzie zijn de kosten vanaf 2021, exclusief inflatiecorrectie vastgesteld op: 29 €/kWp in  
149 2021, 27 €/kWp in 2022 en 27 €/kWp in 2023.

## 150 2.5 Installatiemateriaal en -arbeid

151 De prijzen van componenten als montagemateriaal en bekabeling worden verondersteld per  
152 kilowattpiek te dalen door toename van de efficiëntie van zonnepanelen. Door toenemende  
153 efficiëntie is er per kilowattpiek ongeveer 2% minder installatiemateriaal en -arbeid nodig.  
154 Vanwege inflatiecorrectie is er in de markt echter geen prijsdaling te zien bij installatie-ar-  
155 beid.

## 156 2.6 Netwerkaansluiting

157 In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfra-  
158 structuur in het gebouw of voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor  
159 grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig zijn  
160 van een geschikte netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel te  
161 overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals water-  
162 wegen. Deze kosten zijn om die reden altijd project-specifiek en ze kunnen flink verschillen.  
163

164 Bij dakgebonden systemen wordt uitgegaan van het gebruik van een bestaande netwerkaan-  
165 sluiting. Kosten voor het eventueel verzoeken van een bestaande aansluiting of het realise-  
166 ren van een nieuwe aansluiting liggen voor daksystemen rond 50 EUR/kWp. Deze kosten  
167 worden niet meegenomen omdat er niet gedifferentieerd wordt tussen systemen waarbij de  
168 bestaande netwerkaansluiting gebruikt wordt en systemen waarvoor een nieuwe of een uit-  
169 breiding van een aansluiting gerealiseerd wordt. Ook kosten voor transformatoren worden  
170 niet meegenomen.  
171

172 Bij grootschalige grondgebonden en drijvende systemen vallen de kosten van een nieuwe  
 173 netwerkaansluiting tot 10 MVA in het gereguleerde domein waardoor de prijzen vast staan.  
 174 Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen  
 175 vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-0-principe wordt er slechts met één kabel aangeslo-  
 176 ten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De kosten worden dan per project  
 177 vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op basis van de gereguleerde tarieven.  
 178 Voor grootschalige grondgebonden en drijvende systemen worden kosten voor een nieuwe  
 179 netwerkaansluiting wel meegenomen.

180  
 181 Voor dit advies is gebruikgemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referentie-  
 182 systeem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aansluit-  
 183 kosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de categorieën met  
 184 een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden, drijvend op water of zonvol-  
 185 gend >1 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een post op-  
 186 genomen in het kostenoverzicht. Tabel 2-1 geeft per categorie de kosten weer die gebruikt  
 187 zijn bij het bepalen van de basisbedragen. Hoewel de energie-investeringsaftrekregeling  
 188 (EIA) mogelijk wel toegepast kan worden, is er niet gerekend met een reductie van de kos-  
 189 ten vanwege het toepassen van de EIA-regeling.

190  
 191

**Tabel 2-1 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, drijvend op water of zonvolgend	30 (+30 voor transportkabel)

192 **2.7 Vollasturen**

193 In dit advies wordt conform de uitgangspunten verondersteld dat een locatie wordt gekozen  
 194 waarop panelen in optimale stand kunnen worden opgesteld, zonder significante negatieve  
 195 productie-effecten van bijvoorbeeld schaduwwerking. Er wordt uitgegaan van een systeem  
 196 met een jaarlijkse productie van 990 kWh/kWp bij start van het project. Tevens wordt gere-  
 197 kend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieafname van 0,64%. Deze ver-  
 198 mogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar dat mede daarom wordt gesteld  
 199 op 950 kWh/kWp.

200

201 Naast optimaal georiënteerde systemen richting het zuiden, komen er ook steeds meer oost-  
 202 west georiënteerde systemen voor. Deze hebben gedurende de dag een vlakker productie-  
 203 profiel, een lagere piekproductie en hogere vermogensdichtheid per oppervlak van de onder-  
 204 grond. Daar tegenover staat dat dergelijke systemen minder vollasturen kennen. Vanwege  
 205 de uitgangspunten in de onderzoekopdracht wordt er in dit advies niet gedifferentieerd tus-  
 206 sen vollasturen bij verschillende systeemoriëntaties.

207

208 Er worden in Nederland PV-projecten ontwikkeld die gebruikmaken van een zonvolgsysteem.  
 209 De PV-modules draaien dan met de zon mee: om een horizontale as, om een verticale as of  
 210 om beide assen. Door het gebruik van een zonvolgsysteem kan de opbrengst tot 25% hoger  
 211 zijn dan die van standaardssystemen met een vaste oriëntatie. Dit resulteert in een hoger  
 212 aantal vollasturen. De specifieke kosten per kWh van een project met een zonvolgsysteem  
 213 liggen nabij de specifieke kosten van een project zonder volgsysteem, mits alle uren subsidi-  
 214 abel zijn. Voor projecten met een zonvolgsysteem, draaiend om een verticale as wordt een

215 referentiewaarde van  $950 \times 125\% = 1190$  vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen.  
216 Voor grondgebonden systemen draaiend om een horizontale as wordt een referentiewaarde  
217 van  $950 \times 110\% = 1045$  vollasturen geadviseerd.

## 218 2.8 Tweezijdige zonnepanelen

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

## 225 2.9 Zon-PV drijvend op water

226 De markt voor zon-PV drijvend op water heeft wereldwijd een substantiële omvang. Ook in  
227 Nederland volgen de ontwikkelingen elkaar snel op, zowel in technologie als in projecten. Het  
228 algemene beeld qua kosten is dat zowel de investeringskosten als operationele kosten hoger  
229 zijn dan bij zon-PV op daken of op land. De extra investeringskosten kennen een sterk da-  
230 lende trend en liggen op dit moment rond 15%. Ook de operationele kosten kunnen hoger  
231 uitvallen dan bij conventionele dak- en grondgebonden systemen.

232  
233 Betrouwbare marktinformatie over de investeringskosten en operationele kosten van drij-  
234 vende PV-systemen is op dit moment beperkt beschikbaar. Het advies is om 15% extra in-  
235 vesteringskosten en ca. 35% extra vaste O&M-kosten te rekenen ten opzichte van  
236 veldsystemen  $\geq 1$  MWp.

## 237 2.10 Overkappingen met PV-systemen

238 Tijdens de consultatieperiode in 2019 is ingebracht dat PV-systemen op overkappingen zoals  
239 carports duurder zijn dan de systemen in de huidige categorieën. Uit de analyse van enkele  
240 projectvoorbeelden uit Nederland en Frankrijk blijkt dat de totale kosten van een overkap-  
241 ping met een PV-systeem circa 1000 €/kWp bedragen. Deze kosten representeren echter  
242 niet de juiste kostengrondslag voor een duurzaam energiesysteem dat in aanmerking komt  
243 voor subsidie in de SDE++-regeling. Hiermee wordt bedoeld dat een SDE++-subsidie niet  
244 beoogd is voor het bouwen van overkappingen, maar alleen voor de (extra) kosten voor het  
245 realiseren van een duurzame energie-installatie. Als de totale kosten gereduceerd worden  
246 met de kosten die niet direct tot de productie-installatie gerekend kunnen worden, wijken de  
247 investeringskosten niet voldoende af van de investeringskosten van de dak- en grondgebon-  
248 den categorieën groter dan 1 MWp om een aparte categorie te rechtvaardigen. Het advies is  
249 daarom om geen aparte categorie te maken voor overkappingen met PV-systemen. De band-  
250 breedte in de kostenbepaling staat toe om overkappingssystemen in de categorie voor ge-  
251 bouwgebonden systemen groter dan 1 MWp te plaatsen.

## 252 2.11 Vaste operationele kosten

253 Het is goed te onderkennen dat O&M-kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering slechts een  
254 gedeelte zijn van alle vaste operationele kosten van een PV-systeem. O&M-kosten kennen de



255 afgelopen jaren een dalende trend. Dit komt onder andere door efficiëntie, concurrentie en  
 256 beperkingen in de werkomvang. Op basis van marktrapportages (GTM 2017; Wood Macken-  
 257 zie, 2019) en observaties in de Nederlandse markt is ervoor gekozen om de vaste O&M-kos-  
 258 ten te verlagen ten opzichte van het advies voor de SDE++-regeling van 2020. Ook het  
 259 peiljaar waarin de O&M-contracten afgesloten gaan worden rechtvaardigt lagere O&M-kosten  
 260 dan huidige marktwaardes.

261  
 262 Voor zon-PV op water  $\geq 1$  MWp liggen de O&M-kosten hoger dan bij veldsystemen. De markt  
 263 voor O&M bij drijvende systemen is nog niet volwassen. Het plegen van onderhoud aan drij-  
 264 vende systemen heeft verder kostenverhogende elementen ten opzichte van veldsystemen.  
 265 Sommige elementen zoals groenonderhoud zullen echter niet van toepassing zijn.

266  
 267 De kosten zijn vermeld in tabel 2-2. De bedragen voor O&M-kosten worden geacht toerei-  
 268 kend te zijn voor alle onderhoud (preventief en correctief), schoonmaak (exclusief PV-  
 269 modules) en monitoringsdiensten en gaat uit van kostenefficiëntie door schaalvoordeel.

270  
 271 **Tabel 2-2 Typische vaste O&M-kosten naar schaalgrootte (exclusief overige vaste**  
 272 **operationele kosten)**

Systemegrootte	O&M-kosten (€/kWp/jaar)
$\geq 15$ kWp en $< 1$ MWp, gebouw- of grondgebonden en drijvend op water	6,00
$\geq 1$ MWp, gebouwgebonden	5,50
$\geq 1$ MWp, grondgebonden	5,00
$\geq 1$ MWp, drijvend op water	7,50
$\geq 1$ MWp, zonvolgend op land	6,00
$\geq 1$ MWp, zonvolgend op water	7,50

273  
 274 Daarnaast komen er nog overige vaste kosten in beeld bij een PV-installatie, namelijk de  
 275 kosten voor een brutoproductiemeter, verzekering, beveiliging, jaarlijkse netwerkaanslui-  
 276 tingskosten, assetmanagement en OZB. De kosten voor verzekering zijn gestegen van 1  
 277 naar 2 €/kWp/jaar voor systemen  $\geq 15$  kWp en  $< 1$  MWp. Voor de systeemvarianten  $\geq 1$  MWp  
 278 veronderstellen we een kostenpost van 1,5 €/kWp/jaar. De operationele kosten tezamen  
 279 worden geschat zoals weergegeven in tabel 2-3. Kosten voor het huren van daken, grond of  
 280 wateroppervlak, de kosten voor sociaal draagvlak en duurzaamheidsfondsen zijn hierbij niet  
 281 meegenomen, zoals gesteld in de uitgangspunten. Het criterium bij assetmanagement is dat  
 282 de kosten die gemaakt worden aan het project ten goede moeten komen. De waarde in het  
 283 overzicht representeert de helft van de typische kosten voor assetmanagement. De overige  
 284 vaste operationele kosten voor systemen drijvend op water zijn per vermogenscategorie  
 285 identiek gekozen aan de kosten voor grondgebonden systemen.  
 286

287 **Tabel 2-3 Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar); kostenposten**  
 288 **zijn afgerond**

Kostenpost	≥15 kWp en <1 MWp	≥1 MWp, gebouwe- bonden	≥1 MWp, grondge- bonden	≥1 MWp, drijvend op water	≥1 MWp, zonvolgend op land	≥1 MWp, zonvolgend op water
O&M	6,0	5,5	5,0	7,5	6,0	7,5
Brutoproductiemeter	3	0,4	0,2	0,2	0,4	0,4
Verzekering	2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
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)	2,0	2,0	1,9	2,1	2,0	2,8
Totaal SDE++ 2021	16,0	12,3	12,0	14,8	13,5	15,7

289 De OZB betreft de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van  
 290 niet-woningen. Als grondslag voor de OZB zijn de investeringskosten genomen exclusief ar-  
 291 beidskosten en netwerkaansluiting. Hiervoor is gerekend met 65% van de totale investe-  
 292 ringskosten. Het gekozen OZB-tarief is 0,5%. Deze waarde is bepaald aan de hand van data  
 293 van COELO<sup>1</sup> (juni 2019). OZB-tarieven variëren sterk tussen gemeentes en de afgelopen ja-  
 294 ren is een licht stijgende trend waar te nemen. Daarom is er gekozen voor een iets hogere  
 295 waarde dan het gemiddelde van alle gemeenten.  
 296

## 297 2.12 Eenmalige O&M-kosten

298 In het voorliggende advies is de analyseperiode 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is  
 299 de technische levensduur van de omvormers van PV-systemen korter dan die van de modu-  
 300 les en de overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen  
 301 door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormers op te nemen die de kosten voor  
 302 omvormers van jaar 12 tot en met jaar 20 dekt. Om de prijs van omvormers in jaar 12 te  
 303 berekenen wordt uitgegaan van een initiële maar dalende jaarlijkse prijsdaling van 7%.  
 304 Vanaf 2024 wordt geen prijsdaling aangenomen voor omvormers die voorzien worden in  
 305 SDE++-projecten. Dit is een conservatieve aanname: wellicht dat er vanaf dat jaar toch een  
 306 verdere prijsdaling zal optreden. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige  
 307 wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 zijn  
 308 bepaald op 20 €/kWp, waarbij alleen de lasten in het 13<sup>e</sup> tot en met het 20<sup>e</sup> bedrijfsjaar van  
 309 het PV-systeem zijn meegewogen (dus 8/12<sup>e</sup> van de kosten, uitgelegd op 80% van het piek-  
 310 vermogen).

## 311 2.13 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting

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

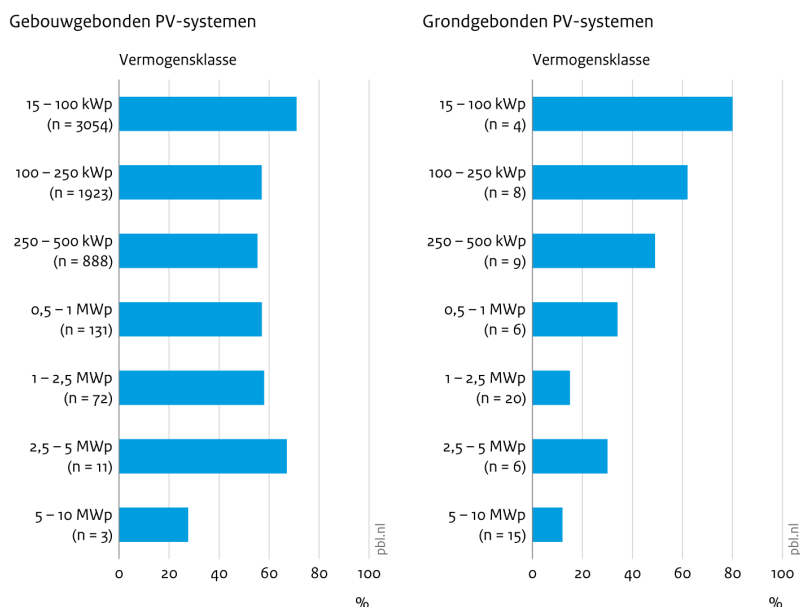
<sup>1</sup> Centrum voor Onderzoek van de Economie van de Lagere Overheden (COELO), Rijksuniversiteit Groningen, Faculteit Economie en Bedrijfskunde. <https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden> (juni 2019)

## 315 2.14 Elektriciteitsprijzen

316 In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een PV-  
317 installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De  
318 analyseperiode voor de onrendabele top-berekening is (conform de SDE+-uitgangspunten)  
319 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow.  
320 Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothan-  
321 delsprijzen van elektriciteit op basis van het voorgenomen-beleidsscenario uit de Klimaat- en  
322 Energieverkenning 2019 (PBL, 2019), inclusief kosten voor profiel en onbalans van zonne-  
323 energie. Het aantal vollasturen is voor jaar 16 tot en met jaar 20 in het OT-model aangepast  
324 van gemiddeld 950 vollasturen naar een gemiddelde te verwachten waarde voor die periode,  
325 te weten 890 vollasturen voor niet-zonvolgende systemen. Voor zonvolgende systemen wor-  
326 den ze voor deze periode bijgesteld van 1045 naar 975 vollasturen voor systemen op land  
327 (draaiend om een horizontale as) en van 1190 naar 1110 vollasturen voor installaties drij-  
328 vend op water (draaiend om een verticale as).

## 329 2.15 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-PV

330 Zon-PV kent twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('ei-  
331 gen verbruik' of niet-netlevering). Voor de rangschikking van de technieken binnen SDE+-  
332 openstellingsfases werd gekeken naar het basisbedrag minus langetermijnprijs. Vanwege het  
333 gebruik van twee correctiebedragen moet bij zon-PV een gemiddelde langetermijnprijs tus-  
334 sen netlevering en niet-netlevering als referentie genomen worden. In dit advies wordt een  
335 analyse van het gemiddeld aandeel eigen verbruik gebruikt, waarbij gebruikgemaakt is van  
336 anoniem gemaakte meetgegevens van operationele SDE+-projecten uit de periode 2009-  
337 2018 (het gaat om ruim 6000 gebouwgebonden systemen en ongeveer 70 veldsystemen).  
338 Het blijkt dat er, zoals te verwachten is, een wijde bandbreedte is voor het berekende aan-  
339 deel eigen verbruik. In vrijwel alle systeemgroottes komt het hele spectrum voor, van 0%  
340 tot 100% eigen verbruik. Op basis van het berekende gemiddelde aandeel eigen verbruik en  
341 de standaarddeviatie daaromheen lijkt er geen duidelijk schaalgrootte-effect te zijn. Dit  
342 wordt geïllustreerd in Figuur 2-1.  
343



Bron: RVO.nl SDE+ data 2009 – 2018

344  
345 **Figuur 2-1 Gemiddeld aandeel eigen verbruik bij PV-systemen per vermogens-**  
346 **klasse, 2018**

347  
348 Ten behoeve van de bepaling van het gemiddelde correctiebedrag voor PV-systemen wordt  
349 voorgesteld om voor gebouwgebonden PV-systemen een gemiddeld aandeel eigen verbruik  
350 van 60% te nemen over het gehele vermogensspectrum. Voor systemen die niet gebouwge-  
351 bonden zijn (maar grondgebonden of drijvend op water) wordt het eigen verbruik van sys-  
352 temen <1 MWp ook op 60% gesteld, maar voor systemen ≥1 MWp op 15%. Tabel 2-4 geeft  
353 een overzicht.

354  
355 **Tabel 2-4 Voorgestelde waarde van het gemiddeld eigen verbruik van elektriciteit**  
356 **van PV-systemen**

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

357

## 358 2.16 Restwaarde

359 Voor de restwaarde is gekeken naar de waarde na 20 jaar. Kostenaspecten die meespelen  
360 zijn elektriciteitsopbrengsten en -prijzen, schootwaarde en recyclingkosten. Daarnaast zal er  
361 rekening gehouden moeten worden met de verminderde capaciteit van de modules. Vanwege  
362 de onzekerheden van deze parameters wordt er geen (netto) restwaarde toegekend aan het  
363 einde van de levensduur.

## 364 2.17 Categorie-specifieke beschouwingen zon-PV

### 365 2.17.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 15$ kWp en $< 1$ MWp, gebouw-, 366 grondgebonden of drijvend op water

367 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 2-5. Het referentiesysteem  
368 voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 250 kWp.

369  
370

**Tabel 2-5 Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq 15$  kWp en  $< 1$  MWp**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	0,25
Investeringskosten	[€/kWp output]	630
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	16,0
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	5.000

371

### 372 2.17.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, gebouwgebonden

373 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 2-6. Het referentiesysteem  
374 voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 2,5 MWp.

375  
376

**Tabel 2-6 Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq 1$  MWp, gebouwgebonden**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	2,5
Investeringskosten	[€/kWp output]	610
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	12,3
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	50.000

377

### 378 2.17.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, grondgebonden

379 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 2-7. Het referentiesysteem  
380 voor deze categorie is een grondgebonden systeem met een vermogen van 10 MWp.

381  
382

**Tabel 2-7 Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq 1$  MWp, grondgebonden**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	10
Investeringskosten	[€/kWp output]	570
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	12,0
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	200.000

383

### 384 2.17.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, $\geq 1$ MWp, drijvend op water

385 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 2-8. Het referentiesysteem  
386 voor deze categorie is een systeem drijvend op water met een vermogen van 10 MWp.

387  
388

**Tabel 2-8 Technisch-economische parameters zon-PV  $\geq 1$  MWp, drijvend op water**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	10
Investeringskosten	[€/kWp output]	655
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	14,8
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€]	200.000

389

390 **2.17.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, zonvolgend op land**  
 391 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 2-9. Het referentiesysteem  
 392 voor deze categorie is een éénassig zonvolgend systeem op land (horizontale as) met een  
 393 vermogen van 2 MWp.  
 394  
 395

**Tabel 2-9 Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend op land**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	2
Investeringskosten	[€/kWp output]	625
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	13,5
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[EUR]	40.000

396

397 **2.17.6 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥1 MWp, zonvolgend op water**  
 398 De technisch-economische parameters zijn samengevat in **Tabel 2-10**. Het referentiesys-  
 399 teem voor deze categorie is een één-assig zonvolgend systeem (verticale as), drijvend op  
 400 water, met een vermogen van 2 MWp.  
 401

**Tabel 2-10 Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend op water**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MWp output]	2
Investeringskosten	[€/kWp output]	865
Vaste O&M-kosten	[€/kWp output]	15,7
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[EUR]	40.000

404

## 405 2.18 Basisbedragen Zon-PV

406 Tabel 2-11 geeft een overzicht van de basisbedragen van alle categorieën binnen zon-PV.

407

408

**Tabel 2-11 Basisbedragen van de categorieën voor zon-PV**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2020 (najaar) [€/kWh]	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd Subsidie [jaar]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp	0,080	0,074	950	20	15
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	0,074	0,067	950	20	15
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	0,069	0,063	950	20	15
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	0,086	0,074	950	20	15

Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op land	0,069	0,063	1045	20	15
Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend op water	0,086	0,074	1190	20	15

409

# 3 Zonthermie

410

411 In SDE++ 2021 bestaan twee categorieën voor zonnewarmte:

412

- 413 • Zonthermie van 140 kWth tot 1 MWth
- 414 • Zonthermie boven 1 MWth

415

416 Er is voor beide categorieën één wijziging, en dat betreft het rentepercentage van de lening.  
417 In het Eindadvies SDE++ 2020 is geen rekening gehouden met groenfinanciering, terwijl  
418 zonthermie daar wel van kan profiteren. In dit conceptadvies wordt dat aangepast en reke-  
419 nen we met een rentepercentage van 1,5% (rente met groenfinanciering) in plaats van 2,0%  
420 (rente zonder groenfinanciering). Daarmee worden de basisbedragen lager.

421

422 In dit conceptadvies staan we stil bij PVT-systemen (fotovoltaïsche modules in combinatie  
423 met thermische collectoren), die voorheen voor beide energiedragers (elektriciteit en  
424 warmte) SDE++ konden ontvangen, maar waarvan nu alleen nog de geproduceerde elektri-  
425 citeit daarvoor in aanmerking komt.

426

427 Daglichtkassen (tuinbouwkassen die, via lenswerking, daglicht benutten voor laagtempera-  
428 tuurverwarming) vallen niet binnen de categorieën zoals in dit hoofdstuk beschreven; deze  
429 worden in dit conceptadvies besproken in een eigen hoofdstuk.

430

## 431 3.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

432 De ondergrens van zonthermische systemen voor SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte  
433 van 200 m<sup>2</sup> (140 kWth). De apertuuroppervlakte van een zonthermisch systeem is de opper-  
434 vlakte waarop het zonlicht wordt opvangen om omgezet te worden naar warmte. De aandui-  
435 ding in m<sup>2</sup> is hierbij het resultaat van een berekening op basis van de gehanteerde relatie  
436 tussen collectoroppervlak en thermisch vermogen. Onder deze grens kunnen systemen in  
437 aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de investeringssubsidie duurzame  
438 energie (ISDE).

439

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

443

444 De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn ongewijzigd  
445 ten opzichte van SDE++ 2020.

446

447 Tabel 3-1 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m<sup>2</sup> collec-  
448 toroppervlak of 140 kW.



449 **Tabel 3-1 Technisch-economische parameters zonthermie,  $\geq 140$  kWth tot 1 MWth**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	0,14	0,14
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Investeringskosten	[€/kWth]	525	525
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	1,9	1,9

## 450 3.2 Zonthermie, $\geq 1$ MWth

451 Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie  $\geq 1$  MWth heeft een thermisch  
 452 vermogen van 5 MWth. De technisch-economische parameters voor deze categorie van zon-  
 453 thermie zijn ongewijzigd ten opzichte van SDE++ 2020.

454

455 Tabel 3-2 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MWth.

456

457 **Tabel 3-2 Technisch-economische parameters energie uit zonthermie,  $\geq 1$  MWth**

Parameter	Eenheid	Advies SDE+ 2020	Advies SDE++ 2021
Installatiegrootte	[MW]	5,0	5,0
Vollasturen	[uur/jaar]	600	600
Investeringskosten	[€/kWth]	420	420
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	4,0	4,0

## 458 3.3 PVT

459 Het referentiesysteem voor zonnewarmte is een systeem voor directe warmtapwaterberei-  
 460 ding met vlakkeplaatcollectoren en bijbehorende componenten (zie de twee voorgaande pa-  
 461 ragrafen). Het combineren van productie van zonnewarmte en elektriciteitsopwekking via  
 462 PV-panelen (met PV-thermische panelen, PVT) is een duidelijk ander systeem, waarvoor is  
 463 besloten dat alleen de geproduceerde elektriciteit voor SDE++-vergoeding in aanmerking  
 464 kan komen. De uit PVT geogste zonnewarmte is dus niet subsidiabel onder SDE++.

465

466 Een PVT-systeem vraagt om een lokale warmtebehoefte, waar het thermische gedeelte op  
 467 afgestemd moet zijn. Veelal gaat het hier om warmte van een relatief laag temperatuurni-  
 468 veau, opgewekt met onafgedekte panelen (of meer specifiek: WISC-PVT: PV met *wind and*  
 469 *infrared sensitive collectors*), waarmee niet alleen zonnewarmte, maar ook warmte aan de  
 470 buitenlucht onttrokken wordt.

471

472 Voor de exploitatie is het gunstig als er in de zomer een significante energievraag is, zodat  
 473 de met PVT opgewekte zonnewarmte volledig benut kan worden. Om die reden ligt bijvoor-  
 474 beeld de koppeling met een warmte-koudeopslag (WKO) voor de hand, als seizoensopslag.  
 475 Maar ook in de gebouwde omgeving is PVT inzetbaar, bijvoorbeeld als bron voor een warm-  
 476 tepomp. In de gebouwde omgeving is normaal gesproken de warmtevraag in de zomer ech-  
 477 ter wel beperkt.

478

479 In het verleden rees door het stapelen van de twee SDE++ subsidies (eenmaal voor elektri-  
 480 citeit uit PV, en eenmaal voor de zonnewarmte) het vermoeden van overstimulering, waar-  
 481 door in SDE++ 2020 deze combinatie niet meer mogelijk is: er kan alleen nog voor de

482 elektriciteitsproductie uit PV subsidie aangevraagd worden. In de marktconsultatie zouden  
483 we graag willen vernemen in hoeverre de subsidie voor alleen PV een stimulans is om PVT te  
484 exploiteren.

485

486 In de consultatieperiode zouden we graag informatie ontvangen over deze referentiesys-  
487 temen van PVT-toepassingen en de business case ervan ten opzichte van de conventionele  
488 alternatieve systeemplans. Daarbij is informatie over onderstaande aspecten welkom:

- 489 • Investeringskosten, installatiekosten en onderhoudskosten van PVT
- 490 • Verwachte meeropbrengst van elektriciteit uit PV door koeleffect warmtecollector
- 491 • Warmteopbrengst uit PVT, uitgesplitst naar zonnewarmte en omgevingswarmte, ver-  
492 deeld over het jaar
- 493 • Investeringskosten, installatiekosten, onderhoudskosten, inkoopkosten van elektrici-  
494 teit en *coefficient of performance* (COP) en *seasonal performance factor* (SPF) van de  
495 warmtepomp
- 496 • Bestaande voordelen zoals ISDE vergoeding voor warmtepomp, BTW-vrijstelling voor  
497 PV en salderen van elektriciteit
- 498 • Functionaliteit (verwarmen en/of koelen) en perceptie van PVT en waarde van ge-  
499 luidloos bedrijf voor de lokale omgeving

500 Over het referentiesysteem en de typische toepassingen voor PVT-panelen is een aantal vra-  
501 gen opgenomen in de uitvraag aan de markt.

502

503

# 4 Daglichtkas

504

505

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

511

512 In het Eindadvies SDE++ 2020 is een uitgebreide beschrijving van de daglichtkas opgeno-  
513 men, evenals een onderbouwing van de berekening van de basisbedragen. In dit conceptad-  
514 vies worden de alleen belangrijkste aannames en resultaten kort opgesomd. Tabel 4-1 geeft  
515 de aannames voor de technisch-economische parameters.

516

517 In het Eindadvies SDE++ 2020 is geen rekening gehouden met groenfinanciering, terwijl de  
518 daglichtkas daar wel van kan profiteren. In dit conceptadvies wordt dat aangepast en reke-  
519 nen we met een rentepercentage van 1,5% (rente met groenfinanciering) in plaats van 2,0%  
520 (rente zonder groenfinanciering). Daarmee wordt het basisbedrag lager.

521 **Tabel 4-1 Technisch-economische parameters daglichtkas van 10.000 m<sup>2</sup> (meerkosten**  
522 **ten opzichte van een standaard kas)**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021 Bij 40% meerkosten
Vermogen van de warmtepomp	[kWth/ha]	500
Vollasturen warmtepomp	[uur/jaar]	3850
Elektriciteitsverbruik (bij variant 100% meerkosten in- clusief besparing op elektriciteit belichting referentiekas)	[MWh/ha/jaar]	423,5
Besparing gasverbruik t.o.v. standaard kas door dubbel- glas	[%]	0%
Totale meerinvesteringen uitgedrukt per outputver- mogen van de warmtepomp	[€/kWth]	1880
Vaste kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWth/jaar]	78,6
Variabele kosten onderhoud en beheer	[€/kWth]	0,0019

523

524 Bij de bepaling van het basisbedrag worden de kosten beschouwd van het energiegerela-  
525 teerde deel van de daglichtkas: de zonnecollector met aansturing, warmtepomp, warmte-  
526 koudeopslag en de installatie ervan. Voor het bepalen van het basisbedrag wordt om deze  
527 reden enkel 40% van de meerkosten beschouwd, de rest valt niet onder de energiegerela-  
528 teerde kosten. Het basisbedrag geldt voor de warmte geleverd aan de condensorzijde van de  
529 warmtepomp. Baten die moeilijk te kwantificeren zijn worden niet meegenomen.

530

## 531 4.1 Basisbedragen Zonthermie

532 De technisch-economische parameters in dit conceptadvies zijn voor beide categorieën zon-  
533 thermie en voor de daglichtkas ongewijzigd ten opzichte van SDE++ 2020.

534

535 Maar omdat nu groenfinanciering, waar zonthermie gebruik van kan maken, meegenomen  
 536 wordt in de berekening rekenen we met een lager rentepercentage: 1,5% (rente met groen-  
 537 financiering) in plaats van 2,0% (rente zonder groenfinanciering). Daarmee worden de basis-  
 538 bedragen SDE++ 2021 lager, zoals te zien is in Tabel 4-2.

539  
 540

**Tabel 4-2 Basisbedragen van de categorieën voor zonthermie**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2020 [€/kWh]	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2021 [uur/jaar]	Looptijd Subsidie [jaar]
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	0,095	0,093	600	15
Zonthermie, ≥1 MWth	0,080	0,079	600	15
Daglichtkas	0,077	0,077	3850	15

541  
 542

543  
544

# 545 5 Uitvraag aan de 546 markt

## 547 5.1 Zon-PV

548 Om de kansen van uitgestelde levering te bepalen zouden we graag uit de markt relevante  
549 informatie ontvangen over de verschillende manieren om dit te doen. Daarbij gaat het om:  
550 • Kosten van technieken voor uitgestelde levering  
551 • Technische parameters voor technieken voor en operatie van uitgestelde levering  
552 • Invloed op de verkoopprijs van de geproduceerde elektriciteit  
553 • Andere voordelen van uitgestelde levering op de business case van de PV-installatie  
554 Deze informatie kan schriftelijk worden doorgegeven, en ook worden toegelicht in een con-  
555 sultatiegesprek.

## 556 5.2 Zonthermie

557 De referentiesystemen voor zonnewarmte gaan uit van toepassing van vlakkeplaatcollecto-  
558 ren voor warmtwaterbereiding in de gebouwde omgeving. Voor toepassing in de industrie ligt  
559 het gevraagde temperatuurniveau echter vaak hoger dan wat dit type collector kan leveren.  
560 Hiervoor zouden dan bijvoorbeeld concentrerende collectoren voor ingezet kunnen worden,  
561 waarbij dan de definitie van het apertuuroppervlak en eisen rondom het afgedekt zijn mis-  
562 schien niet past. Voor zover concentrerende collectoren warmte kunnen produceren tegen  
563 eenzelfde basisbedrag of lager zouden we graag vernemen welke kosten- en prestatiekental-  
564 len van toepassing zouden zijn.

## 565 5.3 PVT

566 In de marktconsultatie zouden we graag nadere informatie ontvangen over de specifieke si-  
567 tuatie rondom PVT en hoe deze al dan niet zou passen binnen het huidige stimuleringsregime  
568 voor zonnewarmte (SDE++, ISDE, Salderen en BTW-teruggave voor PV).  
569 Daartoe willen we graag enkele concrete vragen aan de markt voorleggen:  
570 • Welke toepassingen zijn er voor de warmte uit een PV-systeem?  
571 • Hoeveel vollasturen kan deze warmte nuttig worden gebruikt?  
572 • Wat is de waarde van deze warmte?  
573 • Wat is een passend alternatieve opwekking waar de waarde van deze warmte uit af-  
574 geleid  
575 • Hoe kan de meting voor uit PVT geogste zonnewarmte het beste plaatsvinden?

576 Deze informatie kan schriftelijk worden doorgegeven, en ook worden toegelicht in een con-  
577 sultatiegesprek.  
578