



CONCEPTADVIES SDE++ 2020

Zonne-energie

Notitie

Luuk Beurskens (ECN part of TNO)

Jasper Lemmens (DNV GL)

Hans Elzenga (PBL)

6 mei 2019



PBL

Colofon

Conceptadvies SDE++ 2020 Zonne-energie

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2019

PBL-publicatienummer: 3690

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Luuk Beurskens (TNO), Jasper Lemmens (DNV GL), Hans Elzenga (PBL)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Luuk Beurskens, Jasper Lemmens, Hans Elzenga (2019), Conceptadvies SDE++ 2020 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 voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

1		
2	1. Inleiding	4
3	2. Zon-PV	5
4	2.1 Algemene parameters zon-PV	5
5	2.2 PV-modules	5
6	2.3 Omvormers	5
7	2.4 Installatiemateriaal en -arbeid	6
8	2.5 Netwerkaansluiting	6
9	2.6 Vollasturen	6
10	2.7 Tweezijdige zonnepanelen	7
11	2.8 Zon-PV drijvend op water	7
12	2.9 Vaste operationele kosten	8
13	2.10 Eenmalige O&M-kosten	9
14	2.11 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting	10
15	2.12 Elektriciteitsprijzen	10
16	2.13 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-PV	10
17	3. Resultaten	12
18	3.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw-, grondgebonden of	
19	drijvend op water	12
20	3.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden	13
21	3.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden	14
22	3.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water	15
23	3.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend	16
24	4. Zonthermie	17
25	4.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth	17
26	4.2 Zonthermie, ≥ 1 MWth	18
27	5. Vragen en overwegingen	19
28	5.1 Lage-temperatuur-zonnewarmte	19
29		

30

1. Inleiding

32 Deze notitie beschrijft de adviezen voor zonne-energie, te weten elektriciteit uit fotovoltaï-
33 sche panelen (zon-PV) en warmte uit zonnecollectoren (zonthermie). Voor zon-PV hebben de
34 categorieën betrekking op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elek-
35 triciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen die is aangeslo-
36 ten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van
37 meer dan 3*80 A. In de categorie-indeling voor zonne-energie bestaan enkele aanpassingen
38 ten opzichte van het eindadvies 2019: de naamgeving is aangepast en er zijn nieuwe catego-
39 rieën toegevoegd.

40

41 Speciale aandacht is er voor het aandeel eigen verbruik van elektriciteit bij (dakgebonden)
42 PV-installaties. In dit conceptadvies wordt een voorstel gedaan voor een typische waarde
43 daarvoor.

44

45 De in dit conceptadvies onderzochte categorieën voor zon-PV zijn:

46

- 47 1. Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw-, grondgebonden of drijvend
48 op water;
- 49 2. Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden;
- 50 3. Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden;
- 51 4. Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water;
- 52 5. Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend;

53

54 Het referentiesysteem voor de categorie ≥ 15 kWp en < 1 MWp is gebouwgebonden en heeft
55 een vermogen van 250 kWp. Het referentiesysteem voor een gebouwgebonden systeem ≥ 1
56 MWp is 2,5 MWp. Voor grondgebonden en drijvende systemen groter dan 1 MWp is de refe-
57 rentie-installatie 10 MWp. Voor zonvolgende systemen is de referentie-installatie een op wa-
58 ter drijvend systeem van 2 MWp.

59

60 De onderzochte categorieën voor zonthermie zijn als volgt:

61

- 62 1. Zonthermie, 140 kW tot 1 MW
- 63 2. Zonthermie, ≥ 1 MW

64

65 Ook wordt in dit conceptadvies aandacht besteed aan gecombineerde systemen voor zon-PV
66 en zonthermie.

67

68 Het referentiesysteem voor de categorie 140 kW tot 1 MW heeft een apertuuroppervlakte¹
69 van 200 m² of 140 kW. Het referentiesysteem van de categorie ≥ 1 MW heeft een capaciteit
70 van 5 MW.

71

¹ De apertuuroppervlakte van een zonthermisch systeem is de oppervlakte waarop het zonlicht wordt opvangen om omgezet te worden naar warmte.

72

2. Zon-PV

73 2.1 Algemene parameters zon-PV

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

78

79 Mondiale en regionale marktontwikkelingen en strengere eisen kunnen prijsverhogend wer-
80 ken. De algemene trend is echter dat de specifieke investeringskosten van PV-systemen door
81 technologische ontwikkeling en schaaffecten blijven dalen. De in deze sectie getoonde prij-
82 zen van modules en omvormers zijn verwachte spotmarktprijzen, exclusief btw en exclusief
83 de marge van de groothandel en installateur. De marge maakt deel uit van de investerings-
84 kosten en neemt af bij toenemende schaalgrootte.

85

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

87

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

88

89

90 2.2 PV-modules

91 De kosten van PV-modules begin 2019 zijn geraamd op 270 €/kWp. Dit is de prijs van kris-
92 tallijnen *mainstream* PV-modules volgens www.pvxchange.com² in februari 2019. Trendlijnen
93 worden ook gepubliceerd door pv-magazine.com³. Hierin is een sterke daling van moduleprij-
94 zen te zien tussen medio 2017 en eind 2018. Het is onzeker of deze kostendaling op dezelfde
95 manier doorzet. Om de toekomstige kosten te ramen zijn de waardes van 2019 daarom ge-
96 reduceerd met behulp van een ervaringscurve met een leerratio van 20,9%⁴ en marktvoor-
97 spellingen over het opgestelde vermogen van Wood Mackenzie⁵ en Bloomberg New Energy
98 Finance⁶. De kosten voor PV-modules (exclusief inflatiecorrectie) worden voor medio 2021
99 geschat op 240 €/kWp, 230 €/kWp in 2022 en 220 €/kWp in 2023.

100 2.3 Omvormers

101 Onderzoeksgegevens over de kosten van omvormers laten lagere waardes zien dan afgelo-
102 pen jaren is aangenomen in de SDE+-regeling. GTM Research (tegenwoordig Wood Macken-
103 zie) rapporteert kosten rond 60 USD/kWp voor Europa in 2018⁷. Gebruikmakend van de

² <https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>. Met 'mainstream' wordt bedoeld: 'modules, typically with 60 cells, standard aluminium frame, white backsheet and 260 Wp to 285 Wp'

³ <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/>

⁴ 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.

⁵ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/trends-shaping-the-global-solar-market-in-2019#gs.as1WPjD1>

⁶ BNEF (2019), via pv-tech.org

⁷ GTM Research (2018). Global PV System Pricing H1 2018.

104 voorspellingen in het genoemde rapport zijn de kosten vanaf 2020, exclusief inflatiecorrectie
105 vastgesteld op: 37 €/kWp in 2021, 36 €/kWp in 2022 en 36 €/kWp in 2023.

106 2.4 Installatiemateriaal en -arbeid

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

110 2.5 Netwerkaansluiting

111 In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfra-
112 structuur in het gebouw, dan wel voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting
113 voor grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig
114 zijn van een geschikte netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel
115 te overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals
116 waterwegen. Deze kosten zijn om die reden altijd projectspecifiek en ze kunnen flink ver-
117 schillen.

118
119 De aanschaf van een nieuwe netwerkaansluiting valt tot 10 MVA in het gereguleerde domein
120 waardoor de prijzen vast staan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook
121 worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-0-principe wordt er
122 slechts met één kabel aangesloten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De
123 kosten worden dan per project vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op ba-
124 sis van de gereguleerde tarieven. Deze bepaling is een aanpassing ten opzichte van het ad-
125 vies van vorig jaar.

126
127 Voor dit advies is gebruik gemaakt van een analyse van de aansluitkosten van het referen-
128 tiesysteem per categorie op basis van zowel gereguleerde tarieven als observaties van aan-
129 sluitkosten in gerealiseerde projecten op basis van het N-0-principe. Voor de categorieën
130 met een referentiesysteem van 10 MWp (te weten grondgebonden of drijvend op water > 1
131 MWp) is het aannemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een typische lengte
132 aangenomen van 2500 meter. Tabel 2-1 geeft per categorie de kosten weer die gebruikt zijn
133 bij het bepalen van de basisbedragen.

134 **Tabel 2-1 In de berekening meegenomen kosten voor de netwerkaansluiting**

140 Systeemgrootte	141 Kosten netwerkaansluiting (+transportkabel) [€/kWp]
142 ≥15 kWp en <1 MWp	143 20
144 ≥1 MWp gebouwgebonden	145 20
146 ≥1 MWp grondgebonden of drijvend op water	147 30 (+30 voor transportkabel)

135 2.6 Vollasturen

136 In dit advies wordt verondersteld dat een locatie wordt gekozen waarop panelen in optimale
137 stand kunnen worden opgesteld, zonder negatieve productie-effecten van bijvoorbeeld scha-
138 duwwerking. Er wordt uitgegaan van een systeem met een jaarlijkse productie van 990

139 kWh/kWp bij start van het project als gangbaar gemiddelde voor de huidige nieuwe sys-
140 temen. Tevens wordt gerekend met een gemiddelde jaarlijkse vermogens- en productieaf-
141 name van 0,64%. Deze vermogensafname is verwerkt in het aantal vollasturen per jaar. Het
142 jaarlijks aantal vollasturen wordt mede daarom gesteld op 950 kWh/kWp.

143
144 Er worden in Nederland PV-projecten ontwikkeld die gebruik maken van een zonvolgsys-
145 teem. De PV-modules draaien dan met de zon mee: om een horizontale as, om een verticale
146 as of om beide assen. Door het gebruik van een zonvolgsysteem kan de opbrengst tot 25%
147 hoger zijn dan die van standaardssystemen met een vaste oriëntatie. Dit resulteert in een ho-
148 ger aantal vollasturen. De specifieke kosten per kWh van een project met een zonvolgsys-
149 teem liggen nabij de specifieke kosten van een project zonder volgsysteem, mits alle uren
150 subsidiabel zijn. Voor projecten met een zonvolgsysteem wordt daarom een referentiewaarde
151 van $950 \times 125\% = 1190$ vollasturen geadviseerd bij gelijke basisbedragen.

152 2.7 Tweezijdige zonnepanelen

153 Tweezijdige zonnepanelen zijn in de afgelopen jaren commercieel beschikbaar geworden. De
154 opbrengst van dergelijke *bifacial* panelen ligt op jaarbasis in Nederland tot zo'n 15% hoger
155 ten opzichte van systemen met enkelzijdige PV-modules. De kosten van de panelen zijn ech-
156 ter ook hoger. De specifieke kosten per kWh (basisbedrag) van een project met tweezijdige
157 zonnepanelen liggen daarom nabij de specifieke kosten van een project met enkelzijdige
158 zonnepanelen, mits alle geproduceerde elektriciteit subsidiabel is. Het ligt voor de hand om
159 het maximaal aantal vollasturen te verhogen voor systemen met tweezijdige zonnepanelen.
160 Dit heeft echter tot gevolg dat er extra categorieën ontstaan. Een andere mogelijkheid is om
161 een procentuele verhoging van het piekvermogen toe te passen ten opzichte van het nomi-
162 nale vermogen (zonder het tweezijdigheidseffect). Een procentuele verhoging van het piek-
163 vermogen heeft hetzelfde effect op de maximale subsidiabele elektriciteitsproductie als een
164 procentuele verhoging van het maximaal aantal vollasturen. Voor projecten met tweezijdige
165 zonnepanelen wordt daarom geadviseerd om een verhoging van het systeemvermogen toe
166 te passen bij gelijke basisbedragen. Deze verhoging zou op projectbasis voorgesteld kunnen
167 worden met een standaardwaarde van 15% en een maximale waarde van 25%.

168 2.8 Zon-PV drijvend op water

169 De markt voor zon-PV drijvend op water heeft wereldwijd een substantiële grootte. Ook in
170 Nederland zijn er verschillende ontwikkelingen gaande, zowel in technologie als in projecten.
171 Het algemene beeld qua kosten is dat zowel de investeringskosten als operationele kosten
172 hoger zijn dan bij zon-PV op daken of op land. De extra investeringskosten liggen in de orde-
173 grootte van 20% tot 35%. Ook de operationele kosten kunnen fors hoger uitvallen dan bij
174 conventionele dak- en veldsystemen. Het ligt daarom voor de hand om voor drijvende zon-
175 PV een categorie te maken met een hoger maximum basisbedrag. Er is voor gekozen om al-
176 leen voor drijvende systemen ≥ 1 MWp een aparte categorie te onderscheiden; voor sys-
177 temen ≥ 15 kWp en < 1 MWp geldt hetzelfde basisbedrag als voor gebouw- en
178 grondgebonden systemen.

179
180 Betrouwbare marktinformatie over de investeringskosten en operationele kosten van drij-
181 vende PV-systemen is op dit moment beperkt beschikbaar. Het advies is om 25% extra in-
182 vesteringskosten en 50% extra vaste O&M-kosten te rekenen ten opzichte van veldsystemen
183 ≥ 1 MWp.

184 **2.9 Vaste operationele kosten**

185 Voor dit advies is uitgegaan van waarden van vaste O&M-kosten die voor omringende landen
186 gegeven worden in het rapport Global Solar PV O&M 2017-2022 door GTM Research⁸. In dat
187 rapport worden laagst waargenomen prijzen gerapporteerd. Hierbij is het goed te onderken-
188 nen dat O&M-kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering slechts een gedeelte zijn van alle
189 vaste operationele kosten van een PV-systeem. Deze waarden zijn, samen met informatie uit
190 de marktconsultatie in 2018, als uitgangspunt genomen voor de vaste O&M-kosten binnen de
191 SDE++-regeling. Vanwege gerealiseerde en voorziene efficiency-slagen is er gekozen om de
192 post voor vaste O&M-kosten te verlagen ten opzichte van het advies voor de SDE+-regeling
193 van 2019. De kosten zijn vermeld in tabel 2-2 en tabel 2-3. Voor zon-PV op water ≥ 1 MWp
194 liggen de O&M-kosten 50% hoger dan veldsystemen. In het geval de installatie zonvolgend
195 is nemen de O&M-kosten naar verwachting nog verder toe, maar daar wordt bij gebrek aan
196 informatie niet voor gecorrigeerd.

197 **Tabel 2-2 Typische vaste O&M-kosten naar schaalgrootte (exclusief overige vaste**
198 **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	5,50
≥ 1 MWp, drijvend op water	8,25
≥ 1 MWp, zonvolgend	8,25

199 De bedragen in tabel 2-2 voor O&M-kosten worden geacht toereikend te zijn voor alle onder-
200 houd (preventief en correctief), schoonmaak en monitoringsdiensten en gaat uit van kosten-
201 efficiëntie door schaalvoordeel. Daarnaast komen er nog overige vaste kosten in beeld bij
202 een PV-installatie, namelijk de kosten voor een brutoproductiemeter, verzekering, beveili-
203 ging, jaarlijkse netwerkaansluitingskosten, OZB en participatie en draagvlak. Deze kosten te-
204 zamen worden geschat zoals weergegeven in tabel 2-3 (kosten voor het huren van daken,
205 grond of wateroppervlak zijn hierbij, zoals gesteld in de uitgangspunten, niet meegenomen,
206 noch de kosten voor sociaal draagvlak en *asset management*). De overige vaste operationele
207 kosten voor systemen drijvend op water zijn per vermogenscategorie identiek gekozen aan
208 de kosten voor 'grondgebonden' systemen.
209

⁸ GTM Research (2017). Global Solar PV O&M 2017-2022, Dec. 2017

210 **Tabel 2-3 Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar) zoals geldend**
 211 **voor de voorjaarsronde van SDE++ 2020; totalen zijn afgerond.⁹**

Kostenpost	≥15 kWp en <1 MWp, gebouwd-, grondgebonden en drijvend	≥ 1 MWp, gebouwd-gebonden	≥ 1 MWp, grondgebonden	≥1 MWp, drijvend op water	≥1 MWp, zonvolgend
O&M-kosten	7,5	7,0	5,5	8,25	8,25
Brutoproductiemeter	3	0,4	0,2	0,2	0,2
Verzekering	1	1	1	1	1
Beveiligingsdiensten	0	0	0,5	0,5	0,5
Jaarlijkse netwerkaansluitingskosten	2	2	2	2	2
OZB, indicatief: 0,4% van systeemkosten voorjaar 2020	2,8	2,7	2,5	3,2	3,2
Totaal SDE++ 2020 voorjaar	16,3	13,1	11,7	15,1	15,1

212
 213 Tabel 2-4 geeft een overzicht van OZB-tarieven voor de periode 2014-2017. Dit betreft de
 214 som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Op
 215 basis van de resultaten voor de mediaan nemen wij een jaarlijkse post van 0,4% van de in-
 216 vesteringskosten op voor OZB-kosten.

217 **Tabel 2-4 Overzicht van de onroerendezaakbelasting (OZB) zoals deze gelden in de**
 218 **Nederlandse gemeentes.¹⁰**

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

219 2.10 Eenmalige O&M-kosten

220 In het voorliggende advies is de analyseperiode 20 jaar. Bij de huidige stand der techniek is
 221 de technische levensduur van de omvormers van PV-systemen korter dan die van de modu-
 222 les en de overige componenten. In de berekening voor het basisbedrag wordt dit meegenomen
 223 door in jaar 12 een kostenpost voor de omvormers op te nemen die de kosten voor
 224 omvormers van jaar 12 tot en met jaar 20 dekt. Om de prijs van omvormers in jaar 12 te
 225 berekenen wordt uitgegaan van een initiële jaarlijkse prijsdaling van 7%. Vanaf 2023 wordt
 226 geen prijsdaling aangenomen voor omvormers die voorzien worden in SDE++-projecten¹¹.
 227 Dit is een conservatieve aanname. Het daadwerkelijke percentage hangt af van toekomstige
 228 wereldwijde marktontwikkelingen en inflatie. De kostenpost voor omvormers in jaar 12 wor-

⁹ Omdat de OZB-component afhangt van de investeringskosten gelden voor de najaarsronde SDE++ 2020 lagere totale vaste operationele kosten (de totaalbedragen zijn 0,2 à 0,3 €/kWp per jaar lager dan in de voorjaarsronde). Weergegeven is de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen.

¹⁰ Centrum voor Onderzoek van de Economie van de Lagere Overheden (COELO), Rijksuniversiteit Groningen, Faculteit Economie en Bedrijfskunde. <https://www.coelo.nl/index.php/wat-betaal-ik-waar/databestanden> (okt 2017)

¹¹ GTM Research (2018). *Global PV System Pricing H1 2018*

229 den berekend op 32 €/kWp, waarbij alleen de lasten in het 12^e tot en met het 20^e bedrijfs-
230 jaar van het PV-systeem zijn meegewogen (dus 9/12^e ofwel driekwart van de kosten, uitge-
231 legd op 80% van het piekvermogen).

232 2.11 Jaarlijkse kosten voor netwerkaansluiting

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

236 2.12 Elektriciteitsprijzen

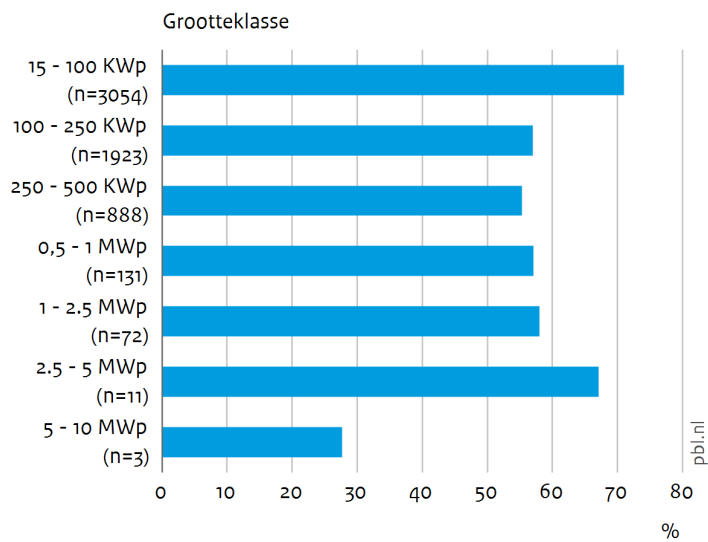
237 In de subsidieperiode (de eerste 15 jaar van de economische levensduur) van een PV-
238 installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De
239 analyseperiode voor de onrendabele top-berekening is conform de SDE++-uitgangspunten
240 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow.
241 Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothan-
242 delspreizen van elektriciteit op basis van het NEV2017 'voorgenomen beleid'-scenario, aange-
243 past met inflatie en inclusief kosten voor profiel en onbalans van zonne-energie.

244 2.13 Eigen verbruik van elektriciteit uit zon-PV

245 Zon-PV kent twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie ('ei-
246 gen verbruik'). Voor de rangschikking van de technieken binnen SDE+-openstellingsfases
247 werd gekeken naar het basisbedrag. Als vanaf 2020 binnen de SDE++ gerangschikt zou wor-
248 den op 'basisbedrag minus correctiebedrag', is bij zon-PV aanvullende informatie nodig.
249 Daarvoor moet namelijk een gemiddeld correctiebedrag als referentie genomen worden. In
250 dit conceptadvies wordt deze analyse gepresenteerd, waarbij gebruik gemaakt is van ano-
251 niem gemaakte meetgegevens van operationele SDE+-projecten uit de periode 2009-2018
252 (het gaat om ruim 6000 gebouwgebonden systemen). Het blijkt dat er, zoals te verwachten
253 is, een wijde bandbreedte is voor het berekende aandeel eigen verbruik. In vrijwel alle sys-
254 teemgroottes komt het hele spectrum voor, van 0% tot 100% eigen verbruik. Op basis van
255 het berekende gemiddelde aandeel eigen verbruik en de standaarddeviatie daaromheen lijkt

256 er geen duidelijk schaalgrootte-effect te zijn, wat geïllustreerd wordt in

Gemiddeld aandeel eigen gebruik bij gebouwgebonden PV-systemen per grootteklasse

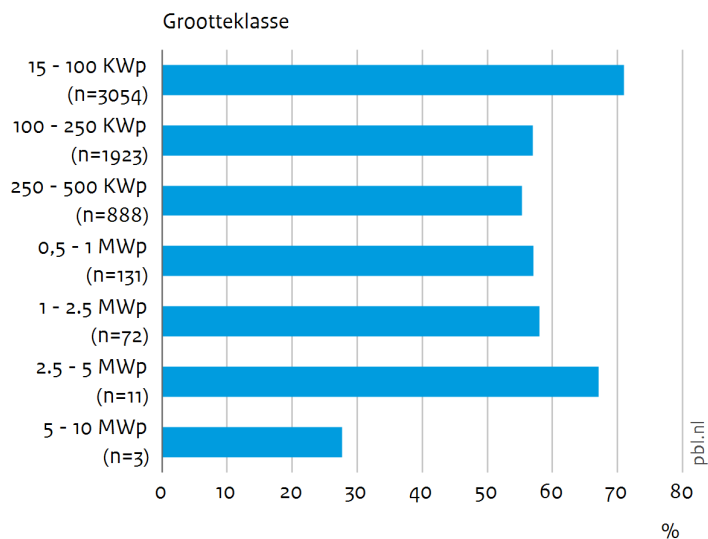


Bron: RVO SDE+ data 2009 –2018

257
258
259
260
261
262

figuur 2-1. Ten behoeve van de bepaling van het gemiddelde correctiebedrag voor PV-systemen wordt voorgesteld om een gemiddeld aandeel eigen verbruik van 60% te nemen.

Gemiddeld aandeel eigen gebruik bij gebouwgebonden PV-systemen per grootteklasse



Bron: RVO SDE+ data 2009 –2018

263
264
265
266
267

Figuur 2-1: Aandeel eigen gebruik bij gebouwgebonden systemen, op basis van meetgegevens van ruim 6000 PV-systemen die SDE+ ontvingen in de periode 2009-2018.

3. Resultaten

268

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

269

270

271 De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 3-1. In tabel 3-2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 250 kWp.

272

273

274 **Tabel 3-1: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 15 kWp en < 1 MWp**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2020 voorjaar	Advies SDE++ 2020 najaar
Installatiegrootte	[MWp]	0,25	0,25
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	700	650
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	16,3	16,1
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32	32

275 **Tabel 3-2: Overzicht subsidieparameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 kWp en < 1 MWp**

276

	Eenheid	Advies SDE+ na- jaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,099	0,092	0,087
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

277

278 **3.2 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden**
 279 **den**

280
 281 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 3-3. In Tabel 3-4 zijn het
 282 basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor
 283 deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 2,5 MWp.

284 **Tabel 3-3: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	2,5	2,5
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	680	630
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	13,1	12,9
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32	32

285 **Tabel 3-4: Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, gebouwgebonden**

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ na- jaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,092	0,086	0,081
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

286

287

288 **3.3 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, grondgebonden**
 289 **den**

290
 291 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 3-5. In Tabel 3-6 zijn het
 292 basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor
 293 deze categorie is een grondgebonden systeem met een vermogen van 10 MWp.

294 **Tabel 3-5: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	10
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	640	590
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	11,7	11,5
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32	32

295

296 **Tabel 3-6: Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, grondgebonden**

	Eenheid	Advies SDE+ najaar 2019	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,088	0,080	0,075
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20	20

297

298

299 **3.4 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op**
300 **water**

301

302 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 3-7. In Tabel 3-8 zijn het
303 basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor
304 deze categorie is een systeem drijvend op water met een vermogen van 10 MWp.

305 **Tabel 3-7: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, drijvend op water**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	10	10
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	950	950
Investeringskosten	[€/kWp]	800	738
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	15,1	14,9
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32	32

306

307 **Tabel 3-8: Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, drijvend op water**

	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,101	0,094
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

308

309

310 3.5 Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, zonvolgend

311 De technisch-economische parameters zijn samengevat in Tabel 3-9. In Tabel 3-10 zijn het
312 basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het referentiesysteem voor
313 deze categorie is een zonvolgend systeem met een vermogen van 2 MWp.
314

315 **Tabel 3-9: Technisch-economische parameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Installatiegrootte	[MWp]	2	2
Vollasturen	[MWh/MWp/jaar]	1190	1190
Investeringskosten	[€/kWp]	1060	975
Kosten voor onderhoud en beheer	[€/kWp/jaar]	15,1	14,9
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12	[€/kWp]	32	32

316

317 **Tabel 3-10: Overzicht subsidieparameters zon-PV ≥ 1 MWp, zonvolgend**

	Eenheid	Advies SDE++ voorjaar 2020	Advies SDE++ najaar 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,101	0,094
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15
Economische levensduur	[jaar]	20	20

318

319

4. Zonthermie

320

321 Evenals in SDE+ 2019 zijn er twee categorieën zonnewarmte: van 140 kWth tot 1 MWth en
322 systemen boven 1 MWth. Dit wordt hieronder besproken. Daglichtkassen, voorzieningen die
323 via lenswerking daglicht bij tuinbouwkassen gebruiken voor laagtemperatuurverwarming,
324 vallen niet binnen de categorieën zoals in dit hoofdstuk beschreven. De onrendabele top bij
325 de productie van warmte in de meest voorkomende PVT-systemen (combinatie van foto-
326 voltaïsche modules met thermische collectoren) wordt verondersteld om beperkt tot afwezig
327 te zijn. De subsidie vanuit zon-PV zou voldoende moeten zijn en er is dus geen extra subsi-
328 die nodig. Er wordt gekeken naar een uitbreiding van de zonthermische categorieën, met
329 name om overstimulering te voorkomen bij systemen die relatief laagwaardige warmte pro-
330 duceren. Hier wordt in paragraaf 0 meer aandacht aan besteed.

331 4.1 Zonthermie, 140 kWth tot 1 MWth

332 De ondergrens van de systeemgrootte voor zonthermische systemen voor SDE++ ligt bij een
333 apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWth). De aanduiding in m² is hierbij het resultaat van
334 een berekening op basis van de gehanteerde relatie tussen collectoroppervlak en thermisch
335 vermogen¹². Beneden deze ondergrens kunnen systemen in aanmerking komen voor een in-
336 vesteringssubsidie via de ISDE.

337

338 Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie vanaf 140 kWth tot 1 MWth be-
339 treft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kWth voor grote verbruikers, uitgerust
340 met (door een lichtdoorlatende laag) afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat.
341 Investeringskosten en onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voor-
342 gaande jaar.

343

344 Tabel 4-1 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collec-
345 toroppervlak of 140 kW, dat inhoudelijk ongewijzigd is ten opzichte van vorig jaar. In Tabel
346 4-2 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven. Het basisbe-
347 drag voor zonthermie, apertuuroppervlakte van 200 m² of 140 kW is gelijk gebleven aan het
348 advies voor 2019.

349 **Tabel 4-1: 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	700
Investeringskosten	[€/kWth]	600	600
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	1,9	1,9

350 **Tabel 4-2: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth**

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

351

¹² Bron: Gleisdorf meeting, Recommendation for converting solar thermal collector area into installed capacity, 2004.

352 4.2 Zonthermie, ≥ 1 MWth

353 Het SDE++-referentiesysteem voor de categorie zonthermie vanaf 1 MWth wordt gekozen op
354 5 MWth en onderscheidt zich van de kleinere systemen op de investeringskosten. Deze be-
355 dragen 500 €/kWth. Onderhoudskosten blijven gelijk aan het eindadvies van het voorgaande
356 jaar (3,9 €/kWth/jaar).

357

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

364

365 Evenals het geval is in grootschalige PV-projecten, is het waarschijnlijk dat grote zonthermi-
366 sche systemen kosten hebben voor het leasen of huren van de locatie. Net zoals bij PV wor-
367 den de opstalrechtkosten niet meegenomen in de analyse. Net zoals voor PV wordt er ook
368 een OZB-tarief van 0,4% van de investeringskosten in acht genomen (2,0 €/kWth/jaar). Ta-
369 bel 4-3 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 5 MWth. In Tabel
370 4-4 zijn het basisbedrag en enkele andere subsidieparameters weergegeven.

371 **Tabel 4-3: 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	700
Investeringskosten	[€/kWth]	500	500
Vaste O&M-kosten	[€/kWth/jaar]	3,9	3,9

372 **Tabel 4-4: Overzicht subsidieparameters zonthermie, ≥ 1 MWth**

	Eenheid	Advies SDE+ 2019	Advies SDE++ 2020
Basisbedrag	[€/kWh]	0,085	0,083
Looptijd subsidie	[jaar]	15	15

373

374

375 5. Vragen en 376 overwegingen

377

378 5.1 Lage-temperatuur-zonnewarmte

379 De twee SDE++-categorieën voor zonthermische energie, zoals gerapporteerd in voorgaande
380 paragrafen, nemen als referentiesystemen met een relatief hoge temperatuur: bijvoorbeeld
381 de bereiding van warm tapwater, proceswater of toepassing in warmtenetwerken. Het blijkt
382 echter dat zonnewarmte regelmatig toegepast wordt in systemen met een lager tempera-
383 tuurniveau. Hierbij bestaan aan de zijde van de ontwikkelaar twee voordelen: de investe-
384 ringskosten kunnen lager zijn en de energieopbrengst kan hoger zijn (weliswaar bij een lager
385 temperatuurniveau). Door de afwijkende karakteristieken ten opzichte van de referentie-in-
386 stallatie, hoeven de huidige SDE++-basisbedragen niet passend te zijn voor deze systemen;
387 deze systemen zullen eerder lagere kosten hebben dan hoge-temperatuur-zonnewarmte.
388 Omdat recente initiatieven vaak bovendien ook groot zijn (> 1 MWth), kan een nieuwe cate-
389 gorie overwogen worden. Wat daarbij de onderscheidende parameters zouden moeten zijn is
390 onderwerp van de marktconsultatie. Voorbeelden van een nieuwe categorie-indeling zouden
391 kunnen zijn: op basis van temperatuurkarakteristieken, op basis van prestatie-eisen aan de
392 collectoren, het afstemmen op bepaalde toepassingen (denk aan warmtekoudeopslag), of
393 voor een combinatie met een warmtepomp of een warmtedistributienet. Vanwege het grote
394 aantal onzekerheden bij de definitie van een nieuw te definiëren categorie wordt deze hier
395 niet verder uitgewerkt. Graag horen wij tijdens de consultatie de visie van de markt hierop.