



FOTOVOLTAÏSCHE ZONNE-ENERGIE OP EEN KLEINERE NETAANSLUITING

Eindadvies SDE++ 2022

Luuk Beurskens (TNO), Jasper Lemmens (DNV), Adriaan van der Welle (TNO)

11 maart 2022

TNO



PBL

Colofon

Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting. Eindadvies SDE++ 2022

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 2022
PBL-publicatienummer: 4909

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Luuk Beurskens (TNO), Jasper Lemmens (DNV), Adriaan van der Welle (TNO)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: L. Beurskens, J. Lemmens & A. van der Welle (2022), *Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting. Eindadvies SDE++ 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

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 Introductie	6
1.1 Achtergrond kleinere netaansluiting	6
1.2 Beschrijving adviesvraag	6
1.3 Aanvulling op eindadvies SDE++ 2022	7
1.4 Marktconsultatie	7
1.5 Leeswijzer	7
2 Achtergrond en werkwijze	8
2.1 Waarom een kleinere netaansluiting?	8
2.2 Basisbedrag bij kleinere netaansluiting	9
2.3 Beschouwde categorieën	10
2.4 Simulatie pv-systeem	10
3 Gebruikte parameters	12
3.1 Inleiding	12
3.2 Netaansluiting	12
3.3 Omvormers	12
3.4 Investeringskosten	13
4 Resultaten van de analyse	14
4.1 Basisbedragen voor alle categorieën	14
4.2 De optimale kleinere netaansluiting	15
4.3 Verschil met eindadvies SDE++ 2022	16
4.4 Vollasturen na beleidsperiode	17
4.5 Effect afwijkende oriëntatie	17
5 Profiel- en onbalansfactoren en correctiebedragen	19
5.1 Analyse van effecten van kleinere netaansluiting	19
5.2 Beperkingen van de analyse	20
5.3 Implicaties voor het vervolg	21
6 Beschouwingen	22
6.1 Effect op subsidie-intensiteit	22
6.2 Keuze kleinere aansluiting	22
6.3 Systemen met eigen verbruik	23
6.4 Effect op ontwerpkeuzes	24
6.5 Effect op prijsvorming elektriciteit	24
6.6 Samenloop met congestiemanagement	25
6.7 Effect op ecologie	25
7 Basisbedragen	27
8 Conclusie	30
Bijlage: Tabel uit SDE++ 2022	31

Samenvatting

De duurzaamheid en betaalbaarheid van de toekomstige elektriciteitsvoorziening in Nederland zijn belangrijke aspecten voor het klimaatbeleid. Vanwege de snelle verduurzaming van de elektriciteitsproductie en -vraag is de beschikbare netcapaciteit voor het inpassen van fotovoltaïsche zonne-energie (zon-pv) in veel regio's al kleiner dan het aangevraagde vermogen. Met haar variabele elektriciteitsaanbod legt zon-pv een claim op de transportcapaciteit die een groot deel van de tijd onbenut blijft, wat gegeven de schaarste aan netcapaciteit niet optimaal is. Door aftopping van elektriciteitsproductie van zon-pv is er per project minder netcapaciteit nodig, kunnen meer zon-pv-en windprojecten worden aangesloten en wordt er jaarlijks meer duurzame elektriciteit opgewekt.

In dit rapport is uitgewerkt hoe de basisbedragen voor zon-pv in SDE++ 2022 veranderen wanneer de systemen niet met de gebruikelijke 70% van het piekvermogen van de fotovoltaïsche panelen (pv-panelen) op het elektriciteitsnet aangesloten zouden worden, maar op een kleinere netaansluiting. De basisbedragen zijn bepaald voor netaansluitingen van 40 tot 70% van het piekvermogen van de pv-panelen. Er is voortgebouwd op de analyse in het eindadvies SDE++ 2022 waarbij er voor de resultaten in dit rapport een gedetailleerdere methode gebruikt is en bovendien alle categorieën voor pv doorgerekend zijn.

Het aansluiten van een pv-installatie op een lager vermogen leidt ertoe dat er *per eenheid beschikbare netcapaciteit* méér hernieuwbare energie opgewekt kan worden. Er wordt per pv-systeem weliswaar elektriciteit afgetopt en dus niet geproduceerd, maar doordat er meer pv-vermogen geïnstalleerd kan worden, wordt er per saldo meer elektriciteit geproduceerd met een vlakker dagelijks productieprofiel in maanden met veel zoninstraling.

Door de aanpassing van de grootte van de netaansluiting verandert het basisbedrag. Een verlagend effect treedt op omdat een kleinere netaansluiting goedkoper is en omdat er minder omvormers nodig zijn. Een verhogend effect op het basisbedrag volgt uit de aftopping, waardoor het aantal vollasturen daalt en de kosten moeten worden gedekt door een kleinere elektriciteitsafzet. Ook het correctiebedrag kan veranderen omdat door de aftopping het profieleffect op het correctiebedrag, en daarmee de afslag voor de profielkosten, kleiner wordt. Onbalanskosten kunnen afnemen doordat de bandbreedte van de verwachte productie afneemt en daarmee de onbalansvolumes kleiner worden. Beide effecten zijn in dit rapport gekwantificeerd maar vanwege het beperkte effect niet meegenomen in de berekening van het correctiebedrag. Over het geheel bezien vertaalt de kleinere elektriciteitsafzet zich in lagere totale marktopbrengsten uit de verkoop van elektriciteit voor ontwikkelaars van pv-systemen, maar wordt dit in elk van de referentiecasses gecompenseerd door hogere opbrengsten uit SDE++-subsidies.

De resultaten voor een netaansluiting van rond de 50% van het piekvermogen van de pv-panelen zijn niet wezenlijk verschillend en daarom adviseren we om het percentage op 50% te houden, om daarmee ook aan te sluiten bij de benadering die in het eindadvies SDE++ 2022 beschreven is.

Behalve het zuidgeoriënteerde systeem zijn ook oost-westgeoriënteerde systemen bekeken. Deze worden in de praktijk al op een kleinere netaansluiting aangesloten. Naar verwachting heeft het verkleinen van de netaansluiting een kleiner negatief effect op de elektriciteitsproductie van oost-westsystemen dan op die van zuidelijk georiënteerde systemen; daarom zouden oost-

westsystemen naar verwachting met de aangepaste SDE++-regeling financieel aantrekkelijker worden.

In dit rapport staan ook enkele beschouwingen over neveneffecten om de voorgestelde aanpassing in breder perspectief te plaatsen. Dit betreft het effect op subsidie-intensiteit (door de kleinere netaansluiting wordt de subsidie-intensiteit (€/t CO₂) hoger), op de keuze van het aansluitpercentage (een netaansluiting van 45 tot 50% van het pv-piekvermogen lijkt op een optimum van kosten en duurzame energieproductie te liggen), op systemen met eigen verbruik (beperkte netaansluiting niet verplichten bij categorieën met een minimaal gemiddeld eigen verbruik van 50%), op ontwerpkeuzes voor pv-systemen (dit kan onbedoeld leiden tot suboptimale ontwerpkeuzes met als gevolg minder opbrengst per geïnstalleerd vermogen en financiële bevoordeling van oost-westsystemen), op de prijsvorming van elektriciteit (een kleinere netaansluiting kan effect hebben op de marktprijs van elektriciteit), de samenloop met congestiemanagement (risico op dubbele tegemoetkoming) en tot slot het effect op ecologie (mogelijke trend naar toename oost-westsystemen drukt op lokale biodiversiteit).

Ten slotte zijn voor zeven categorieën met een netaansluiting van 50% van het piekvermogen van de pv-panelen de kostenparameters en resulterende basisbedragen gepresenteerd. Deze berekeningen zijn niet uitgevoerd voor de zonnigste categorieën, omdat die door hun opbrengstoptimalisatie al een vlakker profiel hebben.

1 Introductie

1.1 Achtergrond kleinere netaansluiting

Het Klimaatplan 2021-2030¹ bevat de hoofdlijnen van het Nederlandse klimaatbeleid voor de periode tot en met 2030. De elektriciteitsvoorziening is daarbij een van de sectoren waarop beleid gevoerd wordt, wat onder andere zou moeten leiden tot voldoende capaciteit op het elektriciteitsnetwerk van de regionale en landelijke netbeheerders. Dit om de groei van het aantal hernieuwbare opwekinstallaties te kunnen faciliteren. Een andere oplossing voor hetzelfde probleem is om niet alleen naar de transportcapaciteit te kijken, maar ook het aanbodpatroon van hernieuwbare elektriciteit te bezien. Met name fotovoltaïsche zonne-energie (zon-pv) kent een zeer variabel elektriciteitsaanbod waarbij gedurende een jaar de grootste vermogenspieken het minste voorkomen. Daarmee leggen pv-installaties een druk op de beschikbare transportcapaciteit die vanuit maatschappelijk oogpunt wellicht suboptimaal is. De in dit rapport onderzochte maatregel is om de grootste pieken in het pv-vermogen af te toppen door voor zon-pv een kleinere netaansluiting te verplichten en de minderopbrengst te vergoeden via een hoger basisbedrag in de subsidie-regeling Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++).

1.2 Beschrijving adviesvraag

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd een aanvullend advies uit brengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor zon-pv in de SDE++ voor toepassing vanaf het jaar 2022. Het betreft de variant waarin zon-pv is aangesloten op een netaansluiting van 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, wat kleiner is dan de voor zuidgeoriënteerde systemen gebruikelijke 70%. Enkele voordelen hiervan zijn dat er een groter piekvermogen aan zon-pv aangesloten kan worden op de beschikbare netcapaciteit en dat er door het vlakkere profiel jaarlijks méér elektriciteit ingevoerd kan worden bij een bepaalde beschikbare aansluitcapaciteit. De hogere kosten van een pv-systeem met kleinere netaansluiting worden gecompenseerd door een hogere SDE++-subsidie, wat kan leiden tot lagere maatschappelijke kosten als hogere netverzwarkosten worden uitgespaard of de netverzwaring vooralsnog niet kan worden gerealiseerd. Ook is gevraagd om de kosten en mogelijkheden te onderzoeken om zon-pv-systemen aan te sluiten met een netaansluiting van anders dan 50% van het vermogen van de zonnepanelen.

In dit rapport werken we deze vraag uit, waarbij de focus ligt op het bepalen van de basisbedragen. Bij de correctiebedragen voor zon-pv wordt alleen een uitspraak gedaan over de profiel- en onbalansfactor ten opzichte van de elektriciteitsprijs. Marktprijzen en de situatie rondom netlevering en eigen verbruik worden niet in detail geanalyseerd. Voorts wordt het verzoek aan het PBL breed opgevat: we proberen ook bedoelde en onbedoelde neveneffecten van de kleinere netaansluiting voor zon-pv in kaart te brengen, wat besproken wordt in hoofdstuk 6.

¹ [Klimaatplan 2021-2030](#), Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, april 2020.

De in dit aanvullend advies voorgestelde categorieën voor zon-pv op een kleinere netaansluiting kunnen als extra, vrij te kiezen varianten geïntroduceerd worden in SDE++ 2022. Het is aan het ministerie van EZK om te besluiten hoe dit advies gebruikt wordt. De minister van EZK besluit over de openstelling van de SDE++ 2022-regeling en de open te stellen categorieën.

Nadere informatie over de SDE++ is te vinden via de [website van het PBL](#). Meer informatie over het aanvragen onder de SDE++-regeling is te vinden op de [website van de RVO](#).

1.3 Aanvulling op eindadvies SDE++ 2022

In het eindadvies SDE++ 2022 is in paragraaf 5.3 al ingegaan op de variant waarin zon-pv wordt aangesloten op een kleinere netaansluiting. De onderzoeksvraag daarbij luidde als volgt:

Onderzoek de kosten en mogelijkheden om zon-pv-systemen (en windsystemen) aan te sluiten op een lager piekvermogen dan gebruikelijk (bijvoorbeeld 50%), met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.

In het eindadvies SDE++ 2022 is toegelicht dat het aansluiten van een zonnepark op een lager aansluitvermogen ertoe leidt dat er per beschikbare netcapaciteit méér hernieuwbare energie opgewekt kan worden: ruim 60% meer duurzame energie in het genoemde getallenvoorbeeld. Daarbij wordt het basisbedrag tegelijkertijd hoger.

Een beperking van de analyse uit het eindadvies SDE++ 2022 is dat de resultaten benaderingen zijn van de werkelijkheid, onder andere doordat gebruik is gemaakt van landelijk geaggregeerde en gesimuleerde data van het COMPETES-model van het PBL. In dit aanvullende advies wordt de analyse herhaald met een meer gedetailleerde simulatie van een pv-systeem.

1.4 Marktconsultatie

In mei 2022 vindt de SDE++-marktconsultatie plaats. Bij deze gelegenheid ontvangen we graag reacties op de hier voorgestelde aanpak van zon-pv op een kleinere netaansluiting. Dit kan bijvoorbeeld gaan over praktische aspecten, maar ook over de gekozen aansluitwaarde van 50% van het pv-piekvermogen. Zie voor meer informatie over de SDE++-marktconsultatie de [website van het PBL](#).

1.5 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 bespreken we de achtergrond bij de analyse en lichten we de werkwijze toe. In hoofdstuk 3 gaan we in op de gebruikte parameters en in hoofdstuk 4 op de resultaten van de analyse. In hoofdstuk 5 onderzoeken we de effecten op de profiel- en onbalanskosten. In hoofdstuk 6 is er aandacht voor enkele neveneffecten van de kleinere netaansluiting voor zon-pv en in hoofdstuk 7 staan de basisbedragen. Ten slotte volgen in hoofdstuk 8 de conclusies.

2 Achtergrond en werkwijze

2.1 Waarom een kleinere netaansluiting?

Het aansluiten van een zonnepark op een lager aansluitvermogen leidt ertoe dat er per beschikbare netcapaciteit méér hernieuwbare energie opgewekt kan worden. Dat wordt in deze paragraaf toegelicht. Het productieprofiel in maanden met veel zoninstraling wordt vlakker omdat gedurende piekuren niet alle elektriciteit ingevoerd kan worden. Vanwege de kleinere netaansluiting kan er relatief méér pv-vermogen aangesloten worden, waardoor de totale hoeveelheid elektriciteit uit zon-pv toeneemt. Er wordt dan weliswaar ook veel elektriciteit afgetopt en dus niet ingevoerd, maar er wordt nog meer elektriciteit extra ingevoerd.

In het eindadvies SDE++ 2022 is dit effect becijferd aan de hand van een zonnepark van 14,2 MWp. Normaliter zou hierbij een omvormercapaciteit en netaansluiting van 9,9 MW gekozen worden (70% van piekvermogen) waarbij (nagenoeg) alle geproduceerde energie op het elektriciteitsnet ingevoerd kan worden. Wanneer voor de netaansluiting met het maximale piekvermogen van een pv-paneel rekening gehouden zou worden dan legt dat echter een grote claim op de transportcapaciteit in het elektriciteitsnet. Omdat in Nederland productiepieken hoger dan 70% niet vaak voorkomen is het efficiënt om de aansluitwaarde van 70% te hanteren: de extra kosten van omvormers voor het volledige piekvermogen wegen niet op tegen de hoeveelheid extra elektriciteit. In 2020 is voor deze gangbare praktijk een convenant afgesloten tussen Holland Solar en Netbeheer Nederland.²

Bij het verkleinen van de netaansluiting komt er bij een bepaalde hoeveelheid beschikbare netcapaciteit ruimte vrij om bijvoorbeeld een ander, eveneens af te toppen pv-systeem aan te sluiten. Dat is toegelicht in het getallenvoorbeeld in tabel 2.1. Het piekvermogen van systeem A in zuidorientatie bedraagt 14,2 MWp, wat bij een 70%-aansluiting op het elektriciteitsnet vraagt om een aansluitcapaciteit van 9,9 megavoltampère (MVA). In het getallenvoorbeeld wordt de netaansluiting stapsgewijs verkleind naar 40%, waardoor er ruimte komt op het elektriciteitsnet om pv-systeem B aan te sluiten, met hetzelfde type netaansluiting (identiek percentage). Omdat het productieprofiel van systemen A en B door de aftopping allebei vlakker zijn (met een lager aantal vollasturen als gevolg) leveren ze tezamen meer elektriciteit dan alleen pv-systeem A zou doen (bij gelijke capaciteit van het elektriciteitsnet). De laatste kolom geeft de extra hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit. Bij een netcapaciteit van 50% ten opzichte van het pv-piekvermogen bedraagt de opbrengst van pv-systemen A en B samen 30% extra ten opzichte van alleen pv-systeem A. In dit rapport wordt onderzocht wat de invloed hiervan is op de onrendabele top van pv-systemen met een kleinere netaansluiting.

² Holland Solar en Netbeheer Nederland, Convenant 'Zon Betaalbaar op het Net' (19 november 2020), https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Convenant_Zon_Betaalbaar_op_het_Net_186.pdf.

Tabel 2.1

Getallenvoorbeeld van pv-systeem A (14,2 MWp paneelvermogen in zuidoriëntatie) op verschillende netaansluitingen, waardoor er bij gelijke netcapaciteit ruimte komt voor pv-systeem B

Net-aansluiting	Piekvermogen	Netaansluiting	Vollasturen	Opbrengst	Netaansluiting	Piekvermogen	Vollasturen	Opbrengst	Opbrengst	Meeropbrengst
(% van MWp)	Systeem A (MWp)	Systeem A (MVA)	Systeem A (uur/jaar)	Systeem A (MWh/jaar)	Systeem B (MVA)	Systeem B (MWp)	Systeem B (uur/jaar)	Systeem B (MWh/jaar)	Systeem A en B samen (MWh/jaar)	en B samen t.o.v. van systeem A ^a
70%	14,2	9,9	950	13490	0	0,0	950	0	13490	0%
65%	14,2	9,2	942	13376	0,7	1,1	942	1018	14394	7%
60%	14,2	8,5	930	13206	1,4	2,3	930	2175	15381	14%
55%	14,2	7,8	912	12950	2,1	3,8	912	3487	16437	22%
50%	14,2	7,1	889	12624	2,8	5,6	889	4978	17602	30%
45%	14,2	6,4	860	12212	3,5	7,8	860	6678	18890	40%
40%	14,2	5,7	823	11687	4,2	10,5	823	8611	20298	50%

^a Systemen A en B samen leveren meer elektriciteit dan alleen pv-systeem A zou doen. De laatste kolom geeft de extra hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit.

2.2 Basisbedrag bij kleinere netaansluiting

Er zijn meerdere effecten die optreden wanneer een pv-installatie aangesloten wordt op een netaansluiting van een lager vermogen dan gebruikelijk (bij SDE++-projecten is 70% netaansluiting ten opzichte van het piekvermogen van de pv-modules gebruikelijk). Deze effecten worden hieronder toegelicht.

Een verlagend effect op het basisbedrag

- Een kleinere netaansluiting is goedkoper dan een grotere. Bij gelijkblijvend vermogen aan zon-pv is het gevolg dat de kosten voor de netaansluiting lager zijn per kilowattpiek (van de pv-modules). Lagere kosten zorgen voor een lager basisbedrag.
- De benodigde omvormercapaciteit zal kleiner worden (normaal gesproken is deze aan de wisselstroomzijde (AC) gelijk aan de netaansluiting), waardoor hier ook een kostenbesparing plaatsvindt (lagere specifieke investeringskosten door uitsparing van omvormers). Lagere kosten leiden tot een lager basisbedrag.

Een verhogend effect op het basisbedrag

- Door de kleinere netaansluiting zal er door aftopping minder elektriciteitsafzet zijn bij de referentie-installatie. Hierdoor wordt het aantal vollasturen van het referentiesysteem kleiner, en het basisbedrag hoger.

Een verhogend effect op het correctiebedrag

- De kleinere netaansluiting beperkt de zonnepiek zodat zon-pv relatief méér elektriciteit levert buiten de zonnepiek en er een vlakker productieprofiel ontstaat. Het profieffect wordt daardoor minder uitgesproken en daarmee wordt de afslag voor de profielkosten kleiner. Dit verhoogt het correctiebedrag voor zon-pv.
- De kleinere netaansluiting beperkt de bandbreedte van verwachte productie van zon-pv, zodat de onbalansvolumes dalen en de afslag voor onbalanskosten kleiner wordt. Daarmee wordt het correctiebedrag voor zon-pv hoger.

Deze effecten worden in aparte hoofdstukken verder besproken en getalsmatig onderbouwd.

2.3 Beschouwde categorieën

De doorgerekende categorieën voor zon-pv met een kleinere netaansluiting worden hieronder opgesomd. Tussen haakjes wordt per categorie een kortere naam genoemd, die in verband met de opmaak van de tabellen in de volgende hoofdstukken praktischer is:

- Zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden (kortweg: zon-pv < 1 MWp dak)
- Zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden (kortweg: zon-pv < 1 MWp veld)
- Zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend op water (kortweg: zon-pv < 1 MWp water)
- Zon-pv ≥ 1 MWp, gebouwgebonden (kortweg: zon-pv > 1 MWp dak)
- Zon-pv ≥ 1 MWp en < 15 MWp, grondgebonden (kortweg: zon-pv 1-15 MWp veld)
- Zon-pv ≥ 15 MWp, grondgebonden (kortweg: zon-pv > 15 MWp veld)
- Zon-pv ≥ 1 MWp, drijvend op water (kortweg: zon-pv > 1 MWp water)

Bij de analyse van de categorieën is de oriëntatie van de pv-panelen relevant omdat het effect van een verkleinde netaansluiting afhankelijk kan zijn van de oriëntatie van de pv-panelen. Leidend in de analyse is een pv-systeem waarbij de panelen op het zuiden georiënteerd zijn.

Voor zonvolgende systemen (die gedefinieerd zijn voor grote pv-systemen op gebouwen, grond en water) leidt een beperkte netaansluiting doorgaans niet tot lagere maatschappelijke kosten. De relatieve omvormercapaciteit ten opzichte van het piekvermogen en daarmee de relatieve grootte van de netaansluiting ligt bij zonvolgende systemen hoger dan bij systemen met een vaste oriëntatie. Het dagelijkse productieprofiel van zonvolgende systemen is vlakker dan bij pv-systemen met een vaste oriëntatie. Daarmee maken zonvolgende systemen efficiënter gebruik van de netcapaciteit zonder dat daar een relatief hoog piekvermogen van de zonnepanelen voor nodig is. Een laag aansluitvermogen kan de businesscase van deze projecten verstoren.

In het geval van *cable pooling* (waarbij bijvoorbeeld een zonnepark en een windpark de netwerkaansluiting delen) ligt het niet voor de hand om beperkingen op te leggen aan de netaansluiting omdat er op een andere manier optimaler gebruik wordt gemaakt van de transportcapaciteit. Dergelijke constructies kennen ook een eigen kostenbesparing en aantal vollasturen.

Zon-pv wordt ook toegepast in de SDE++-categorie 'PVT met warmtepomp'. Voor deze categorie wordt de kleinere netaansluiting niet doorgerekend. Dit is namelijk een op zichzelf staande categorie voor projecten waarbij in het ontwerp al rekening gehouden wordt met de elektriciteitsopbrengst in relatie tot de gebouweigenschappen zoals de warmte- en elektriciteitsvraag. Een kleinere netaansluiting zou hierin verstorend kunnen werken.

2.4 Simulatie pv-systeem

Voor het bepalen van de uurwaarden van de elektriciteitsopbrengst is gebruikgemaakt van de software PVsyst (versie 7.2.11). De gemodelleerde locatie is de Bilt, voor een gestandaardiseerd klimaatjaar op basis van Meteonorm 7.1. Dit is gedaan voor de oriëntaties zuid en oost-west. Vervolgens zijn de uurwaarden geanalyseerd, waarbij de aftopping via een nabewerkingsstap doorgevoerd is.

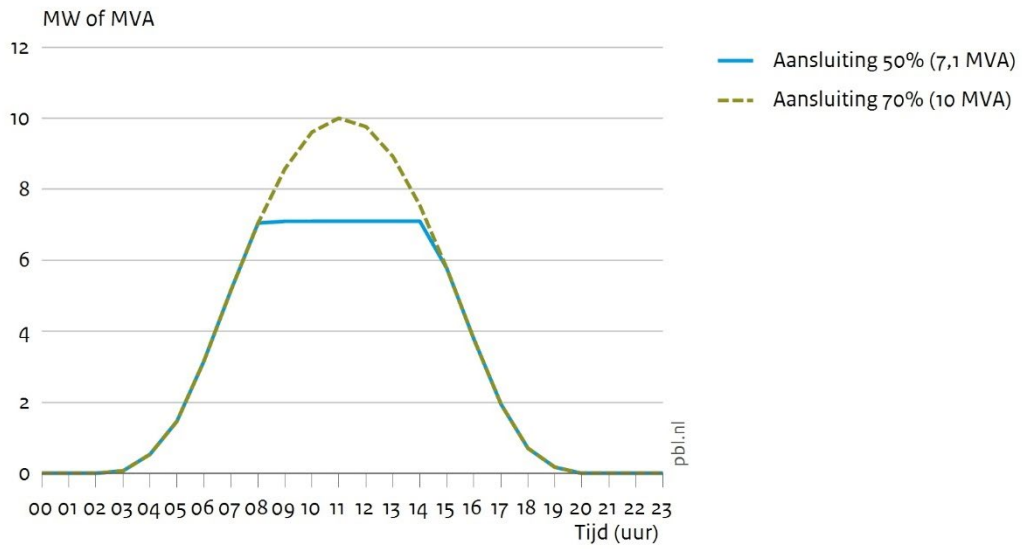
Figuur 2.1 geeft voor een pv-systeem van 14,2 MWp het verschil aan tussen een niet afgetopte

situatie (netaansluiting van 70%, 10 MVA) en een wel afgetopte situatie (netaansluiting van 50%, 7,1 MVA). Het betreft modeldata voor een zonnige dag in juni.

Figuur 2.1

Invoeding door pv-park van 14,2 MWp

Simulatie op een dag in juni



3 Gebruikte parameters

3.1 Inleiding

Op basis van simulaties worden voor een standaard klimaatjaar in De Bilt uurwaarden aan elektriciteitsproductie bepaald. Deze worden vervolgens denkbeeldig aangesloten op netaansluitingen variërend van 70% (de standaardwaarde) tot 40% van het pv-vermogen. Bij de kleinere netaansluiting zijn er minder kosten door het uitsparen van omvormers en de goedkopere netaansluiting. Omdat het aantal vollasturen afneemt, verandert ook de financiële opbrengst uit elektriciteitsverkoop na het aflopen van de 15-jarige subsidieperiode. De technisch-economische parameters van de SDE++-categorieën voor zon-pv met een kleinere netaansluiting worden in de volgende paragrafen toegelicht.

3.2 Netaansluiting

De netaansluitingskosten voor de SDE++-categorieën kleiner dan 1 MWp en de gebouwgebonden categorie groter dan 1 MWp bedragen 20 €/kWp. Voor de veldsystemen en de drijvende systemen boven 1MWp zijn deze 60 €/kWp, zoals toegelicht in het conceptadvies SDE++ 2022 (paragraaf 2.5). De kleinere netaansluitingen die in dit rapport geanalyseerd worden, zijn goedkoper, omdat ze minder elektrisch vermogen hoeven door te leiden. De resulterende kostenbesparing die daar bij hoort, staat in tabel 3.1.

Tabel 3.1

De kostenbesparing in €/kWp behorend bij een kleinere netaansluiting afhankelijk van de relatieve grootte van de netaansluiting

	70% ^a	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Zon-pv <1 MWp dak	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv <1 MWp veld	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv <1 MWp water	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv >1 MWp dak	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv 1-15 MWp veld	0	4	9	13	17	21	26
Zon-pv >15 MWp veld	0	4	9	13	17	21	26
Zon-pv >1 MWp water	0	4	9	13	17	21	26

^a Het percentage van 70% netaansluiting is standaard, de lagere percentages kenmerken de kleinere netaansluitingen.

3.3 Omvormers

De kosten voor de omvormers zijn ongewijzigd ten opzichte van het eindadvies SDE++ 2022. Omdat er bij kleinere netaansluitingen minder omvormers nodig zijn geeft dit een kostenvoordeel, dat

gerapporteerd is in tabel 3.2. In het OT-model³ zijn de kosten voor de omvormervervanging rond jaar 13 geschaald om recht te doen aan het aangepaste omvormervermogen in de verschillende varianten.

Tabel 3.2

De kostenbesparing in €/kWp wegens het kleinere aantal omvormers dat nodig is bij een kleinere net-aansluiting afhankelijk van de relatieve grootte van de netaansluiting

	70% ^a	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Zon-pv <1 MWp dak	0	2	4	6	8	10	12
Zon-pv <1 MWp veld	0	2	4	6	8	10	12
Zon-pv <1 MWp water	0	2	4	6	8	10	12
Zon-pv >1 MWp dak	0	2	3	5	7	8	10
Zon-pv 1-15 MWp veld	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv >15 MWp veld	0	1	3	4	6	7	9
Zon-pv >1 MWp water	0	1	3	4	6	7	9

^a Het percentage van 70% netaansluiting is standaard, de lagere percentages kenmerken de kleinere netaansluitingen.

3.4 Investeringskosten

De kostenvoordelen uit de besparing op netaansluiting (paragraaf 3.2) en omvormers (paragraaf 3.3) resulteren in lagere specifieke investeringskosten, die in tabel 3.3 staan vermeld.

Tabel 3.3

Specifieke investeringskosten in €/kWp wegens de goedkopere netaansluiting en het uitsparen van omvormers afhankelijk van de relatieve grootte van de netaansluiting

	70% ^a	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Zon-pv <1 MWp dak	603	600	596	593	590	586	583
Zon-pv <1 MWp veld	621	618	614	611	608	604	601
Zon-pv <1 MWp water	714	711	707	704	701	697	694
Zon-pv >1 MWp dak	560	557	554	551	548	545	542
Zon-pv 1-15 MWp veld	505	499	494	488	482	476	471
Zon-pv >15 MWp veld	483	477	472	466	460	454	449
Zon-pv >1 MWp water	581	575	570	564	558	552	547

^a Het percentage van 70% netaansluiting is standaard, de lagere percentages kenmerken de kleinere netaansluitingen.

³ Het onrendabeletopmodel (OT-model) is beschikbaar via www.pbl.nl/sde.

4 Resultaten van de analyse

Op basis van de in hoofdstuk 3 geïntroduceerde parameters kunnen basisbedragen berekend worden. In dit hoofdstuk worden de resultaten van de berekening getoond voor de zeven categorieën zon-pv.

De resultaten worden gebruikt om te bepalen hoe het vermogen van de netaansluiting zich het beste zou kunnen verhouden tot het piekvermogen van de pv-panelen. In het eindadvies SDE++ 2022 is dit ook al bepaald, zij het voor één categorie (veldsystemen groter dan 1 MWp) en op basis van geaggregeerde modeldata.

In dit hoofdstuk worden eerst de basisbedragen getoond zoals ze volgen uit de parameters van hoofdstuk 3. Daarna wordt geanalyseerd wat een goede keuze zou zijn voor het kleinere vermogen van de netaansluiting. Vervolgens wordt ingezoomd op het veldsysteem groter dan 1 MWp om op basis van de nieuwe gegevens de tabel uit het eindadvies SDE++ 2022 te reproduceren, als vergelijking tussen deze en voorgaande analyse.

4.1 Basisbedragen voor alle categorieën

Voor zuidgeoriënteerde pv-systemen zijn de basisbedragen voor de zeven zon-pv-categorieën, alsmede de varianten voor de netaansluiting, weergegeven in tabel 4.1. In figuur 4.1 zijn de waarden grafisch afgebeeld.

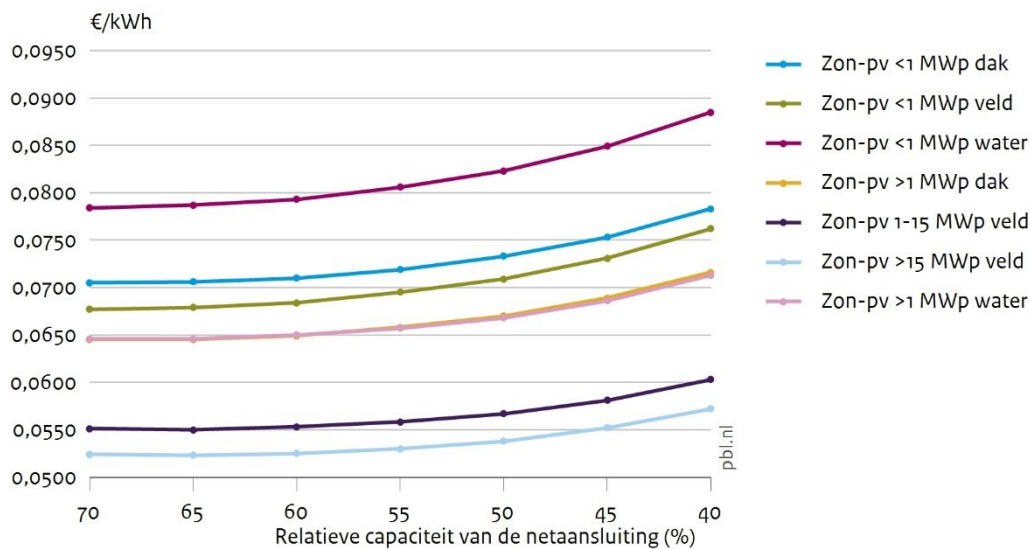
Tabel 4.1

Basisbedragen (€/kWh) voor de zeven SDE++-categorieën van pv-systemen voor de varianten met kleinere netaansluiting in zuidopstelling afhankelijk van de relatieve grootte van de netaansluiting

	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Zon-pv <1 MWp dak	0,0705	0,0706	0,0710	0,0719	0,0733	0,0753	0,0783
Zon-pv <1 MWp veld	0,0677	0,0679	0,0684	0,0695	0,0709	0,0731	0,0762
Zon-pv <1 MWp water	0,0784	0,0787	0,0793	0,0806	0,0823	0,0849	0,0885
Zon-pv >1 MWp dak	0,0645	0,0645	0,0649	0,0658	0,0670	0,0689	0,0716
Zon-pv 1-15 MWp veld	0,0551	0,0550	0,0553	0,0558	0,0567	0,0581	0,0603
Zon-pv >15 MWp veld	0,0524	0,0523	0,0525	0,0530	0,0538	0,0552	0,0572
Zon-pv >1 MWp water	0,0646	0,0646	0,0650	0,0657	0,0668	0,0686	0,0713

Figuur 4.1

Basisbedrag voor zuidgeoriënteerde pv-systemen met kleinere netwerkaansluiting



4.2 De optimale kleinere netaansluiting

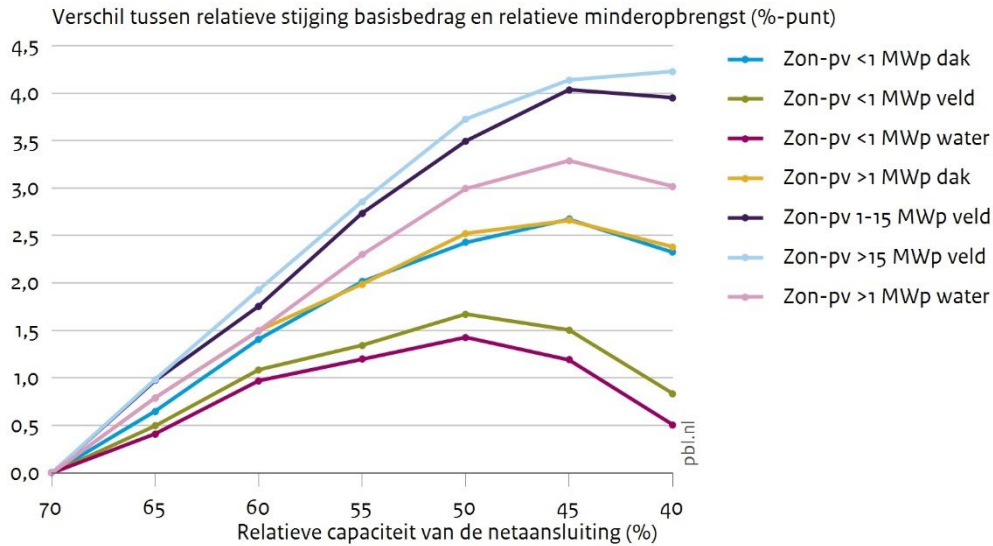
Voor het bepalen van de optimale grootte van de netaansluiting zijn enkele nabewerkingen uitgevoerd op de basisbedragen voor zuidsystemen. Doel van deze analyse is om te kijken in hoeverre de gekozen waarde van 50% voor de kleinere netaansluiting doelgericht is. Eerst is de procentuele toename van het basisbedrag in de varianten bepaald ten opzichte van het basisbedrag bij de aansluiting van 70% van de netcapaciteit. Deze waarden zijn vervolgens vergeleken met de denkbeeldige lijn die een 1-op-1-verband veronderstelt: 10% minderopbrengst correspondeert daarbij met 10% toename van het basisbedrag. Dan volgt de constatering dat het gunstig is om van die lijn zo ver mogelijk weg te blijven: het punt dat bij 10% minderopbrengst slechts 5% toename van het basisbedrag kent is voordeliger. Om de verschillen die daaruit naar voren komen uit te vergroten, is ten slotte voor elke procentuele toename van het basisbedrag de afstand tot die lijn geplot in figuur 4.2. In die figuur is te zien dat naarmate de netaansluiting kleiner wordt (van 70% naar 40% van het piekvermogen) de toename van de basisbedragen kleiner wordt (de afstand tot de boven beschreven lijn neemt toe). Deze gunstige ontwikkeling gaat voor de meeste categorieën door tot een netaansluiting van 45% en neemt daarna weer (licht) af. Alleen voor grondgebonden en drijvende zon-pv <1 MWp zou ook 50% iets gunstiger zijn dan 45%.

De gevonden waarden rondom de optima zijn rond de 50% niet wezenlijk verschillend en daarom adviseren we om alle systemen op 50% netaansluiting te houden, om daarmee ook aan te sluiten bij de benadering die in het eindadvies SDE++ 2022 beschreven is. De hier beschreven resultaten zijn bovendien gevoelig voor de kosten- en opbrengstparameters.

Figuur 4.2

Afgeleide indicator zoals beschreven in de tekst van paragraaf 4.2

Afgeleide indicator zoals beschreven in de tekst van paragraaf 4.2



De lijnen geven het verschil ten opzichte van de lijn basisbedrag tegen minderopbrengst in de verhouding 1:1 voor zuidoriëntatie.

4.3 Verschil met eindadvies SDE++ 2022

Om een vergelijking te kunnen maken van de analyse in dit rapport met de analyse uit het eindadvies SDE++ 2022, worden in tabel 4.2 de resultaten getoond voor een identiek pv-systeem van 14,2 MWp, een veldsysteem in zuidoriëntatie. Verschillen met de eerdere analyse zitten met name in de gebruikte productiedata. De waarden van de netaansluiting wijken licht af, teneinde ronde getallen voor de percentages van de netaansluiting te verkrijgen. Merk op dat het profiel- en onbalanseffect in deze tabel niet meegenomen is. Vergelijk deze tabel met de oorspronkelijke tabel 5.24 uit het eindadvies SDE++ 2022. Deze is tevens weergegeven in de bijlage.

Tabel 4.2

Effect van minderopbrengst door een kleinere netaansluiting op het basisbedrag in vergelijking met een zonnepark met een normale netaansluiting (zuidoriëntatie)

Net-aansluiting (MW)	% van pv piekvermogen	Minderopbrengst energie (%)	Vollasturen	Kostenreductie (€/kWp)	Investeringskosten (€/kWp)	Indicatief basisbedrag (€/kWh)	% verschil basisbedrag t.o.v. referentie	Extra hernieuwbare energie (%)
9,9	70%	0%	950	-	505	0,0551	-	-
9,2	65%	0,8%	942	6	499	0,0550	-0,2%	7%
8,5	60%	2,1%	930	11	494	0,0553	0,4%	14%
7,8	55%	4,0%	912	17	488	0,0558	1,3%	22%
7,1	50%	6,4%	889	23	482	0,0567	2,9%	30%
6,4	45%	9,5%	860	29	476	0,0581	5,4%	40%
5,7	40%	13,4%	823	34	471	0,0603	9,4%	50%

De minderopbrengst in de nieuwe doorrekening is hoger, dus meer aftopping dan in het eindadvies SDE++ 2022. Dit is conform verwachting vanwege de in het eindadvies gebruikte dataset. Kostenreductie en investeringskosten zijn vergelijkbaar. Door de grotere aftopping is het basisbedrag licht hoger.

4.4 Vollasturen na beleidsperiode

Door systeemdegradatie daalt elk jaar de elektriciteitsopbrengst van het pv-systeem. In de jaren na de SDE++-beleidsperiode van 15 jaar zijn er in de analyse nog tot en met jaar 20 inkomsten uit elektriciteitsverkoop. De verwachte elektriciteitsopbrengst is echter minder dan het gemiddelde van de jaren in de beleidsperiode, er wordt gerekend met een systeemdegradatie van 0,64% per jaar over de gehele productieperiode. De waarden in de beleidsperiode worden gemiddeld over vijftien jaar, de waarden daarna worden gemiddeld over vijf jaar. Door de kleinere netaansluiting verandert bij elk percentage het aantal vollasturen. De vollasturen voor de jaren 1 t/m 15 zijn weergegeven in de tabellen in hoofdstuk 7. Voor de jaren 16 t/m 20 worden de waarden weergegeven in tabel 4.3.

Tabel 4.3

Gemiddelde vollasturen in de jaren 16 t/m 20; de tabel geeft het effect van de combinatie van systeemdegradatie en de kleinere netaansluiting

	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Daksystemen	845	844	838	827	810	788	759
Veld en water	890	888	883	868	850	822	789

4.5 Effect afwijkende oriëntatie

Behalve het zuidgeoriënteerde systeem kan ook een oost-weststelsysteem bekeken worden. Tabel 4.4 laat de resultaten zien voor een oost-westgeoriënteerd veldsysteem van 14,2 MWp. De relatieve minderopbrengst is in vergelijking met een zuidelijk georiënteerd systeem kleiner naarmate de netaansluiting kleiner wordt. In de praktijk worden oost-westsystemen daarom meestal aangesloten op 60-65% van het piekvermogen. Zoals eerder geschreven worden zuidgeoriënteerde systemen meestal aangesloten op 70% van het piekvermogen.

Tabel 4.4

Effect van mindere opbrengst door een kleinere netaansluiting op het basisbedrag in vergelijking met een zonnepark met een normale netaansluiting (oost-westoriëntatie).

Net-aansluiting (MW)	% van pv piekvermogen	Minder-opbrengst energie (%)	Vollasturen	Kostenreductie (€/kWp)	Investeringskosten (€/kWp)
9,9	70%	0,0%	858	-	505
9,2	65%	0,2%	856	6	499
8,5	60%	1,0%	849	11	494
7,8	55%	2,2%	839	17	488
7,1	50%	4,1%	823	23	482
6,4	45%	6,6%	801	29	476
5,7	40%	10,1%	771	34	471

Er zijn verschillende redenen waarom pv-systemen ontworpen worden met een suboptimale oriëntatie en hellingshoek, zoals bij oost-westsystemen het geval is. Eén van de redenen is de limiet op het aantal vollasturen van bijvoorbeeld 950 vollasturen bij veldsystemen. Vaak worden systemen bewust ontworpen zodat het aantal vollasturen vanaf productiejaar 1 onder de subsidiegrens van 950 vollasturen blijft. Er is dan geen risico op ongesubsidieerde energieproductie en tevens kan er meer capaciteit per beschikbaar oppervlak geïnstalleerd worden. Dit verklaart deels de populariteit van oost-westsystemen. Tabel 4.3 laat zien dat een beperking van de netcapaciteit op basis van piekvermogen een kleiner negatief effect heeft op de energieopbrengst van oost-westsystemen dan op die van zuidelijk georiënteerde systemen (tabel 4.2) en het ligt in de lijn der verwachting dat oost-westsystemen daarom nog aantrekkelijker zullen worden.

5 Profiel- en onbalansfactoren en correctiebedragen

5.1 Analyse van effecten van kleinere netaansluiting

Een kleinere netaansluiting beïnvloedt de productie van zon-pv tijdens uren met veel zonproductie. Daarmee heeft dit effecten op de verdeling van de zonproductie over uren met lage en hogere elektriciteitsprijzen ('profiel-effect') en de afwijkingen van gerealiseerde productie van voorspelde productie ('onbalans-effect'). Beide effecten worden verrekend in de profiel- en onbalansfactor (PO-factor) van zon-pv en daarmee in het correctiebedrag.

Deze effecten zijn kwantitatief geanalyseerd voor twee bestaande systemen die voor deze analyse beide zijn afgetopt op 50% van de piekcapaciteit van een zonnepark; (a) een op het zuiden georiënteerd systeem van ongeveer 15 MWp, in de praktijk aangesloten op een netaansluiting ter grootte van circa 70% van het piekvermogen; (b) een oost-westgeoriënteerd systeem van ongeveer 30 MWp, in de praktijk aangesloten op een netaansluiting van circa 60% van het piekvermogen. In onderstaande tabellen worden de effecten van beide systemen getoond.

Tabel 5.1
Factoren van belang bij elektriciteitsinkomsten bij zuidgeoriënteerd systeem

% Net-aansluiting	PO-factor	Totale afslag	Profiel-afslag	Onbalansafslag	Elektriciteitsprijs 2020 [€/ kWh]	Correctiebedrag [€/ kWh]
70%	0,637	-0,363	-0,152	-0,211	0,0325	0,0207
50%	0,675	-0,325	-0,123	-0,202	0,0325	0,0219

Tabel 5.2
Factoren van belang bij elektriciteitsinkomsten bij oost-westgeoriënteerd systeem

% Net-aansluiting	PO-factor	Totale afslag	Profiel-afslag	Onbalansafslag	Elektriciteitsprijs 2020 [€/ kWh]	Correctiebedrag [€/ kWh]
60%	0,629	-0,371	-0,068	-0,302	0,0325	0,0204
50%	0,646	-0,354	-0,065	-0,289	0,0325	0,0210

Bij het zuidgeoriënteerde systeem leidt de kleinere netaansluiting op het eerste gezicht tot een sterkere afname van profiel- en onbalanskosten en daarmee toename van het correctiebedrag dan bij het oost-westgeoriënteerde systeem. Dit komt doordat de reductie van aansluitcapaciteit groter is. In het eerste geval bedraagt de toename 0,0012 €/kWh (0,0217 -/- 0,0205) en in het tweede geval 0,0006 €/kWh (0,0210 -/- 0,0204). Echter, in beide gevallen betekent 10 procentpunt reductie van de netaansluiting een circa 0,0006 €/kWh hoger correctiebedrag.

Dit effect op de PO-factor en daarmee op het correctiebedrag wordt verklaard door:

1. *Lagere profielkosten.* De aftopping vindt voornamelijk plaats in de maanden maart tot en met oktober. Van november tot en met februari is de zoninstraling lager en komt het piekvermogen niet boven 50% van de piekcapaciteit uit. In de periode maart tot en met oktober treedt een afvlakking op van het leveringsprofiel, met minder middagpieken tot gevolg. Hierdoor neemt het productieoverschot van zon-pv af, zodat profielafslagen afnemen en elektriciteitsprijzen minder dalen. Met een kleinere profielafslag neemt ook de PO-factor toe. Daar profiteert zon-pv van: de inkomsten uit elektriciteitsverkoop nemen toe. Dit geldt vooral voor het systeem met zuidoriëntatie, de afname van de profielafslag bij het oost-westgeoriënteerde systeem is beperkt.
2. *Lagere onbalanskosten.* De bandbreedte van verwachte productie neemt af, met als gevolg kleinere onbalansvolumes en lagere onbalanskosten. Tegelijkertijd wordt de kostendaling beperkt omdat aftopping ook betekent dat er minder opbrengsten uit onbalansverrekening worden behaald op momenten dat onbalans van het zonnepark de systeemontbalans verkleint.⁴ De daling van onbalanskosten en daarmee stijging van de PO-factor voor zon-pv geldt vooral voor het systeem met oost-westoriëntatie, de daling van de onbalansafslag bij het systeem dat op het zuiden is georiënteerd is beperkt.

5.2 Beperkingen van de analyse

Bovenstaande analyse van de effecten kent drie beperkingen. Ten eerste is de elektriciteitsprijs zeer variabel. Het analysejaar 2020 was een uitzonderlijk jaar vanwege de coronapandemie die leidde tot vraaguitval en een erg lage gemiddelde elektriciteitsprijs van 32,5 €/MWh. In 2021 heeft de elektriciteitsvraag zich hersteld en is de gemiddelde ongewogen elektriciteitsprijs onder invloed van de lage beschikbaarheid van wind tijdens de zomer, de zeer hoge gasprijzen en de hogere CO₂-prijzen⁵ ruim verdrievoudigd tot 103,2 €/MWh.⁶ Gegeven deze variatie in elektriciteitsprijzen kan beter gebruikgemaakt worden van de verwachte elektriciteitsprijs op de lange termijn om het effect van een kleinere netaansluiting over de subsidieperiode in te schatten. Ten tweede weerspiegelt het berekende profieffect de productiemix van 2020. Met de verdere verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening zal het profieffect in de komende 15 jaar toenemen. Daarom is het beter om uit te gaan van de profiel- en onbalansfactor op de lange termijn. Op dit moment wordt er in het COMPETES-model nog geen rekening gehouden met afwijkende productieprofielen maar in de toekomst kan het geaggregeerde profiel mogelijk bestaan uit een gemêleerde portfolio van pv-systemen. In principe is het ook mogelijk om profieffecten te berekenen voor een beperkt aantal

⁴ Dit is het geval als de onbalans van het zonnepark tegengesteld is aan de onbalans van het systeem. Deze situatie leidt tot onbalansinkomsten in twee situaties: (1) als de gerealiseerde productie groter is dan de verwachte productie dan is er sprake van invoeding op het systeem en positieve onbalansinkomsten bij een positieve onbalansprijs; (2) als de gerealiseerde productie kleiner is dan de verwachte productie is er sprake van afname van het systeem en positieve onbalansinkomsten bij een negatieve onbalansprijs.

⁵ ACER/CEER (2021), *Annual report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020, Electricity Wholesale Markets Volume*, October.

⁶ Gecorrigeerd voor tijdsblokken van 6 uur en langer met negatieve prijzen.

productieprofielen.⁷ Let op dat door de samenhang tussen profieffect en elektriciteitsprijs, het profieffect niet kan worden gecombineerd met een willekeurige elektriciteitsprijs, maar dat beide op hetzelfde jaar betrekking moeten hebben. Ten derde was 2020 een zeer zonnig jaar, mogelijk heeft dit geleid tot een frequentere zonnepiek en daarmee een groter effect van aftopping dan in een gemiddeld weerjaar.⁸ Herhaling van de analyse op basis van een gemiddeld weerjaar kan een oplossing zijn.

5.3 Implicaties voor het vervolg

Gegeven de relatief beperkte effecten van een kleinere netaansluiting op de profiel- en onbalanskosten (maximaal 0,0012 euro/kWh voor een zuidsysteem met een 20 procentpunt kleinere netaansluiting) en de hiervoor benoemde beperkingen van de analyse op basis van de situatie in 2020 zijn er twee mogelijkheden. Eén mogelijkheid is om uit te gaan van de verwachte elektriciteitsprijzen en profiel- en onbalanskosten op lange termijn. Hiervoor zou een gemiddeld weerjaar als uitgangspunt moeten worden genomen. De afslag op profiel- en onbalanskosten kan worden verrekend in de basisbedragen. Dit betekent wel substantiële additionele inspanningen voor dataverzameling, aanpassingen aan het COMPETES-model en rapportage over de verrekening van de afslag in de basisbedragen. Een andere mogelijkheid is om geen rekening te houden met de effecten van aftopping op de PO-factor en daarmee op de correctiebedragen. Daarvoor pleiten de volgende argumenten. Allereerst zijn deze effecten beperkt en geeft dit projectontwikkelaars dus slechts een beperkt voordeel. Binnen de huidige SDE++-projecten bestaat er bovendien al een behoorlijke spreiding in profiel- en onbalanskosten, bijvoorbeeld wegens andere geografische ligging, oriëntatie van pv-systemen en leeftijd van parken met als gevolg verschillen in vollasturen. Daarbij wordt ook geen onderscheid gemaakt in PO-factoren, maar één generieke PO-factor bepaald. Hetzelfde geldt voor de PO-factoren voor windparken op land en op zee waarbij eveneens geen onderscheid wordt gemaakt tussen parken met kleine en grote turbines en tussen parken op meer en minder windrijke locaties, maar jaarlijks één generieke PO-factor voor respectievelijk windparken op land en voor windparken op zee wordt bepaald. Daarnaast past dit bij de beperkte omvang en doorlooptijd van dit onderzoek. In het vervolg van dit rapport wordt de lagere profiel- en onbalansfactor dan ook niet meegenomen.

⁷ Voor de onbalanskosten op lange termijn wordt met een constante waarde van 0,004 euro/kWh gerekend.

⁸ Het jaar 2020 telde 2026 zonuren tegen 1639 zonuren in een gemiddeld jaar (zie KNMI (2021), *Jaaroverzicht van het weer in Nederland*, [link](#)).

6 Beschouwingen

6.1 Effect op subsidie-intensiteit

De in dit rapport doorgerekende categorieën zon-pv met een kleinere netaansluiting zullen een hogere subsidie-intensiteit kennen dan de categorieën waarbij de netaansluitingscapaciteit niet beperkt wordt. De oorzaak hiervan is dat er per installatie minder elektriciteit geleverd wordt, wat leidt tot een stijging van het basisbedrag. Tabel 6.1 geeft de subsidie-intensiteiten die bij de in dit rapport beschouwde varianten horen. De variant met een netaansluiting van 70% is de standaard uit het eindadvies SDE++ 2022.

Tabel 6.1

Subsidie-intensiteit (€/t CO₂) voor de zeven SDE++-categorieën van pv-systemen voor de varianten met kleinere netaansluiting in zuidopstelling afhankelijk van de relatieve grootte van de netaansluiting

	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%
Zon-pv <1 MWp dak	46	47	51	59	72	91	119
Zon-pv <1 MWp veld	85	86	91	101	114	135	164
Zon-pv <1 MWp water	184	187	192	204	220	244	278
Zon-pv >1 MWp dak	67	67	71	79	90	108	133
Zon-pv 1-15 MWp veld	149	148	151	155	164	177	197
Zon-pv >15 MWp veld	157	156	158	163	170	183	202
Zon-pv >1 MWp water	237	237	241	247	257	274	299

6.2 Keuze kleinere aansluiting

De nieuwe berekeningen bevestigen dat een netaansluiting van 45% tot 50% van het pv-piekvermogen een doelgerichte keuze is, in de zin dat er meer elektriciteit uit zon-pv geproduceerd en op het net gezet kan worden. Door de gedetailleerdere simulatie-aanpak in de huidige analyse is duidelijk geworden dat het getallenvoorbeeld voor een veldsysteem van 14,2 MWp in het eindadvies SDE++ 2022 in de huidige analyse verbeterd is.

De in dit rapport gebruikte getallen zijn consistent met de aanpak in SDE++ uit voorgaande jaren en de basisbedragen die in hoofdstuk 7 gepresenteerd worden zijn passend voor zon-pv op een kleinere netaansluiting.

6.3 Systemen met eigen verbruik

Systemen met een significant aandeel niet-netlevering (eigen verbruik) zijn niet opgenomen in de berekeningen. Vanwege de vele verschillende varianten van eigen verbruik, zoals continu, dagprofiel, weekend/doordeweeks of seizoensprofiel, en de complexiteit van de berekeningen is het niet mogelijk om tot één resultaat te komen dat algemeen toegepast kan worden. In deze paragraaf wordt hierbij stilgestaan.

Systemen met een beperkte netaansluiting die elektriciteit produceren voor tegelijkertijd netlevering en niet-netlevering zullen moeten beschikken over een normale omvormercapaciteit om tijdens piekproductie zowel netlevering als niet-netlevering mogelijk te maken. Een kostenreductie is daarom niet van toepassing.

De grootte van de netaansluiting (van het betreffende gebouw) kan ook bepaald worden door de maximale vraagcapaciteit. Bij systemen met eigen verbruik kan het zijn dat er vanwege de businesscase gekozen wordt voor een relatief klein pv-systeem om zo het percentage niet-netlevering te vergroten. Een fysieke kleinere netaansluiting is dan niet van toepassing. Wel kan er een verkleinde transportcapaciteit voor netlevering vastgelegd worden met de netbeheerder. De kostenvoordelen hiervan zijn niet onderzocht.

Congestieproblemen kunnen in principe beperkt worden als de gecontracteerde capaciteit voor netlevering beperkt wordt tot een bepaald percentage van het piekvermogen. Wanneer niet-netlevering benodigd is voor een sluitende businesscase, zal er een risico bestaan dat de benodigde hoeveelheid eigen verbruik op moment van piekproductie niet groot genoeg is en er dus aftopping zal plaatsvinden. De bijbehorende berekeningen kennen grote onzekerheden voor projectontwikkelaars vanwege beperkte informatie van het toekomstige profiel van eigen verbruik en de onvoorspelbare variaties in het productieprofiel. Ook een eventuele correctie van het aantal vollasturen in de SDE++-regeling hangt samen met deze onzekerheden, waarbij het aantal vollasturen uit zou komen tussen de waarde behorend bij een beperkte netaansluiting zonder eigen verbruik en het originele aantal vollasturen bij de situatie zonder beperkte netcapaciteit.

Boven op deze punten komt de uitdaging in de uitvoering. Als de capaciteit van netlevering kleiner is dan de fysieke netaansluiting, kan er wel meer vermogen aan het net geleverd worden dan gecontracteerd. Er zal middels metingen gecontroleerd moeten worden of het maximale gecontracteerde netleververmogen niet overschreden is.

Bovenstaande punten in beschouwing nemend, adviseren we om een beperkte netaansluiting niet te verplichten bij categorieën met een minimaal gemiddeld eigen verbruik van 50% (zie tabel 6.2).

Tabel 6.2

Percentage van het gemiddelde eigen verbruik van elektriciteit van pv-systemen zoals gerapporteerd in het eindadvies SDE++ 2022

Categoriegroep	Gebouwbonden	Grondgebonden systemen of systemen drijvend op water
Zon-pv 15 kWp - 1 MWp	65%	50%
Zon-pv 1 MWp - 15 MWp	60%	10%
Zon-pv >15 MWp	-	0%

6.4 Effect op ontwerpkeuzes

Bij het ontwerpen van een zon-pv-installatie moeten veel keuzes gemaakt worden. Dit zijn deels praktische keuzes, maar het betreft ook keuzes die de businesscase van het project beïnvloeden. Eén van de ontwerpparameters is het maximaal haalbare aantal vollasturen. Dit is onder andere een resultante van de oriëntatie van de panelen, maar ook van de plaatsing van de panelen ten opzichte van elkaar. De paneeldichtheid is in het ontwerp ook een belangrijke parameter, omdat deze via de grondprijs of dakhuur de specifieke kosten van het systeem bepaalt. Ook varieert de gemiddelde zoninstraling naar locatie in Nederland, wat de opbrengst beïnvloedt.

De ontwerper kan binnen bepaalde grenzen sturen op het aantal vollasturen. Omdat SDE++ vanaf jaar 1 een maximaal aantal subsidiabele vollasturen kent, is er een prikkel om te zorgen dat de elektriciteitsproductie niet boven deze grenswaarde komt. Als zodanig geeft de SDE++ vanwege het gebruik van een gemiddeld aantal vollasturen van de eerste 15 jaar een prikkel om systemen niet te ontwerpen op de maximaal haalbare opbrengst. Voor zuidsysteem zou de maximaal haalbare opbrengst in het eerste jaar rond 1000 vollasturen kunnen bedragen, afnemend tot 900 vollasturen aan het einde van de 15-jarige beleidsperiode. Gemiddeld is het aantal vollasturen gedurende de beleidsperiode dan 950 uur/jaar, maar boven deze waarde kan er geen subsidie geclaimd worden voor de extra productie. Pas na ongeveer acht jaar zakt de productie, van een naar opbrengst per kWp gemaximaliseerd systeem, onder de grenswaarde van het maximaal aantal subsidiabele vollasturen.

Het verhogen van het aantal vollasturen naar bijvoorbeeld 1000 heeft nadelen: niet voor alle parken in Nederland is deze initiële waarde haalbaar. Het vergroot feitelijk de hoeveelheid gemiste vollasturen over de levensduur van een installatie, maar het zou ook onnodig beslag leggen op budgetten die voor SDE++ gereserveerd worden. Een alternatief is om het aantal vollasturen in SDE++ variabel te maken: beginnend bij 1000 in bedrijfsjaar 1 en lineair dalend tot 900 in jaar 15. Dit is echter binnen de grenzen van de huidige SDE++ niet mogelijk. Zie ook de toelichting bij oostwestsystemen in paragraaf 4.4.

Het lagere aantal vollasturen zoals in dit rapport beschreven geeft prikkels om systemen op een minder optimale manier te ontwerpen (minder opbrengst per geïnstalleerd vermogen). Dit is vergelijkbaar met effecten die nu al spelen in SDE++, zoals hierboven beschreven. Dit geldt ook voor de systemen die wel optimaal georiënteerd zijn en met een lager basisbedrag uit zouden kunnen. Het is goed om deze mechanismen te kennen bij het introduceren van nieuwe categorieën voor zon-pv.

6.5 Effect op prijsvorming elektriciteit

Een vlakker profiel van zon-pv met kleinere netaansluiting heeft niet alleen effect op de businesscase van deze categorie zon-pv, maar heeft ook een tweede-orde-effect op de businesscase van alle zon-pv. Als het profieffect zich minder sterk voordoet, beïnvloedt dit namelijk de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van alle zon-pv en potentieel ook de elektriciteitsprijzen van andere typen productievermogen. De mate waarin dit zogenoemde kannibalisatie-effect wordt verkleind is afhankelijk van de uitbreiding van het opgestelde zon-pv-vermogen en de mate waarin kleinere netaansluitingen worden toegepast.

6.6 Samenloop met congestiemanagement

Het codewijzigingstraject voor congestiemanagement kan impact hebben op de mate waarin een kleinere netaansluiting aantrekkelijk is voor ontwikkelaars van zon-pv-systemen. Met dit traject wordt namelijk een bredere toepassing van congestiemanagement nagestreefd. Dit komt onder meer tot uiting in de technische en financiële grenzen voor congestiemanagement zoals verwoord in het ACM-ontwerpbesluit.⁹ De technische grens geeft aan hoeveel extra transportcapaciteit netbeheerders kunnen toekennen met behulp van congestiemanagement voordat de veiligheid en betrouwbaarheid van het net in gevaar komen: dit is minimaal 120% van de aanwezige transportcapaciteit en kan oplopen tot 200% als er vraagrespon in het deelnet aanwezig is. De netbeheerder mag een aanvraag voor transport (deels) weigeren voor zover die leidt tot een benodigde transportcapaciteit hoger dan de grens die van toepassing is. De financiële grens geeft aan hoeveel congestiemanagement mag kosten voordat het niet meer maatschappelijk wenselijk is om het in te zetten. Deze kosten mogen vooralsnog maximaal 2,50 euro per MWh bedragen en zijn gerelateerd aan de technische maximale hoeveelheid energie die een deelnet op jaarbasis kan transporteren. Met andere woorden, als beide grenzen in het deelnet niet worden overschreden moet een netbeheerder het verzoek om een nieuwe aansluiting van een ontwikkelaar honoreren. Het zon-pv-systeem moet dan worden aangesloten en op momenten dat er sprake is van een tekort aan transportcapaciteit moet de ontwikkelaar worden gecompenseerd voor energie die deze niet kan invoeden op het net. Indien de SDE++-regeling de lagere netto-opbrengsten van een kleinere netaansluiting niet volledig compenseert, is het waarschijnlijk aantrekkelijker voor een ontwikkelaar om voor een netaansluiting van 70% van de piekcapaciteit te kiezen. Er is echter nog geen definitief besluit door ACM genomen en ook de implementatie van de codewijziging in de processen van netbeheerders kan behoorlijk wat tijd in beslag nemen (minimaal 1 jaar). Tot die tijd is er geen sprake van samenloop.

6.7 Effect op ecologie

Door de nieuwe benadering voor zon-pv op een kleinere aansluiting profiteren oost-westgeoriënteerde systemen, met een hoog aantal panelen per oppervlakte-eenheid, relatief veel: deze zijn vaak al op een kleinere netaansluiting aangesloten en zouden extra inkomsten uit de verhoogde basisbedragen ontvangen zonder veel opbrengst daarvoor in te leveren (zie ook paragraaf 4.4). Veldsystemen in oost-westoriëntatie met doorgaans een hoge paneeldichtheid kennen echter de slechtste eigenschappen wat betreft de lokale ecologie vanwege de beperkte instraling op de bodem.¹⁰ Hoewel dit aspect buiten de adviesvraag valt, willen we er wel melding van maken. Uit deze analyse volgt dat er onbedoelde extra inkomsten kunnen ontstaan voor specifiek deze systemen. Tegelijk biedt dit ook gelegenheid om maatregelen ter bevordering van biodiversiteit te (laten) financieren. Ook de kosten van deze compensatiemaatregelen vallen buiten de adviesvraag. In het

⁹ Ontwerpbesluit Codebesluit congestiemanagement, ACM/UIT/559576.

¹⁰ B. van Aken, A. Binani & K. Cesar (2021), *Towards nature inclusive east-west orientated solar parks*, [rapport TNO](#).

onderstaande tekstkader geven we enkele mogelijke maatregelen die in de literatuur genoemd worden.¹¹

Als grondgebonden pv-systemen op voormalige landbouwgrond gebouwd worden, dan is de hoge nutriëntenwaarde van de grond een belemmering voor de ontwikkeling van biodiversiteit. Mogelijkheden om de grond schraler te krijgen zijn er: of door beplanting met een gewas als mais (zonder bemesting) alvorens het park te bouwen, of door het afgraven van de toplaag (eventueel te verwerken in een omwalling van het park). Regelmatig maaien tijdens operatie is daarbij aan te bevelen. Verder is het belangrijk om tijdens de bedrijfsperiode geen bestrijdingsmiddelen te gebruiken, niet of spaarzaam gras te zaaien, maar in plaats daarvan vooral overjarige inheemse soorten. Om voldoende regenwater gelijkmatig over de bodem te verdelen is het raadzaam om de panelen niet tegen elkaar te monteren. Exploitanten van een zonnepark kunnen een externe partij inhuren om de biodiversiteit en ecologie te verbeteren, te monitoren en erover te rapporteren. Voor oost-westgeoriënteerde systemen is het voor de ecologie gunstig om geen onafgebroken pv-vlakken te plaatsen, maar deze regelmatig door bijvoorbeeld drie meter brede lege landstroken te scheiden.

De genoemde maatregelen hebben een kostenverhogend effect op de zonneparken, maar door de nieuw voorgestelde benadering in SDE++ komen die extra middelen voor de eigenaren van oost-westsystemen tegelijkertijd ook beschikbaar. Behalve de verbetering van de biodiversiteit in en rondom de zonneparken kan hierdoor wellicht ook het lokale draagvlak groter worden. Dit is precies wat beoogd wordt met het nog te ontwikkelen ecolabel voor zon-pv.¹² Dit label moet de keuzes in een ontwerp vastleggen, waarmee de vergunningsverlener kan beoordelen of de score voldoet aan de lokale eisen. Uitgangspunt bij het ecolabel is keuzevrijheid voor de ontwikkelaar, uit de waaier aan beschikbare maatregelen. Door het ecolabel kan tevens de communicatie tussen de betrokken partijen (inclusief omwonenden) eenvoudiger worden.

¹¹ A. Schotman et al. (2021), *Verkenning van bodem en vegetatie in 25 zonneparken in Nederland : Eerste overzicht van de ligging van zonneparken in Nederland en stand van de kennis over het effect van zonneparken op de bodemkwaliteit*, <https://edepot.wur.nl/541057>.

¹² Project EcoCertified Solar Parks, <https://zoninlandschap.nl/projecten/i358/ecocertified-solar-parks>.

7 Basisbedragen

In de hiernavolgende tabellen worden de parameters voor de SDE++-categorieën zon-pv met kleinere netaansluiting gepresenteerd, inclusief de resulterende basisbedragen.

Tabel 7.1

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	250	Idem
Investeringskosten	€/kWp	603	590
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,9	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	3250	2321
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	900 (845)	850 (810)
Basisbedrag	€/kWh	0,0705	0,0733
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

Tabel 7-2

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	500	Idem
Investeringskosten	€/kWp	621	608
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,5	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	6500	4643
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	890 (850)
Basisbedrag	€/kWh	0,0677	0,0709
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

Tabel 7.3

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	500	Idem
Investeringskosten	€/kWp	714	701
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	14,5	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	6500	4643
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	890 (850)
Basisbedrag	€/kWh	0,0784	0,0823
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

Tabel 7.4

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, gebouwgebonden

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	2500	Idem
Investeringskosten	€/kWp	560	548
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	11,4	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	32500	23214
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	900 (845)	850 (810)
Basisbedrag	€/kWh	0,0645	0,0670
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

Tabel 7.5

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-15 MWp, grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	10000	Idem
Investeringskosten	€/kWp	505	482
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	10,6	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130000	92857
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	890 (850)
Basisbedrag	€/kWh	0,0551	0,0567
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

Tabel 7.6

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 15 MWp, grondgebonden

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen*	kWp	30000	Idem
Investeringskosten	€/kWp	483	460
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	10,0	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	390000	278571
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	890 (850)
Basisbedrag	€/kWh	0,0524	0,0538
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

* De referentie-installatie betreft een 30 MWp grondgebonden zonnepark. De minimumwaarde van 15 MWp voor deze categorie is gekozen omdat de kosten van de netaansluiting (circa 10 MW) vanaf 10 MW niet gereguleerd zijn, maar in het vrije domein vallen.

Tabel 7.7

Technisch-economische parameters fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥ 1 MWp, drijvend op water

	Eenheid	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 70% van kWp	SDE++ 2022 Zuidoriëntatie op 50% van kWp
Vermogen	kWp	10000	Idem
Investeringskosten	€/kWp	581	558
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	12,8	Idem
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	Idem
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130000	92857
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	950 (890)	890 (850)
Basisbedrag	€/kWh	0,0646	0,0668
Subsidieperiode	jaar	15	Idem

8 Conclusie

Het aansluiten van een zonnepark op een lager aansluitvermogen leidt ertoe dat er per beschikbare netcapaciteit méér hernieuwbare energie opgewekt kan worden. Het productieprofiel in maanden met veel zoninstraling wordt zodoende namelijk vlakker omdat gedurende piekuren niet alle elektriciteit ingevoed kan worden.

In dit rapport is uitgewerkt hoe de basisbedragen voor zon-pv in SDE++ 2022 zouden veranderen wanneer pv-systemen niet met de gebruikelijke 70% van het piekvermogen van de pv-panelen op het elektriciteitsnet aangesloten zouden worden maar op een kleinere netaansluiting. Dit verlicht de druk van pv-systemen op het elektriciteitsnet en dat is vanuit maatschappelijke kostenperspectief gerechtvaardigd als hogere netverzwarkosten worden uitgespaard of de netverzwaring vooralsnog niet kan worden gerealiseerd.

Tabel 8.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de categorieën zon-pv op een netaansluiting van 50% van het pv-piekvermogen in SDE++ 2022. Voor de onderliggende technisch-economische parameters en een vergelijking met de basisbedragen uit SDE++ 2021, zie hoofdstuk 7.

Tabel 8.1

Overzicht subsidieparameters SDE++ 2022 voor zon-pv op een kleinere netaansluiting

Categorie	Vollasturen gedurende de beleidsperiode (en in jaren 16-20) [uren/jaar]	Basisbedrag [€/kWh]
Zon-pv <1 MWp dak	850 (810)	0,0733
Zon-pv <1 MWp veld	890 (850)	0,0709
Zon-pv <1 MWp water	890 (850)	0,0823
Zon-pv >1 MWp dak	850 (810)	0,0670
Zon-pv 1-15 MWp veld	890 (850)	0,0567
Zon-pv >15 MWp veld	890 (850)	0,0538
Zon-pv >1 MWp water	890 (850)	0,0668

Bijlage: Tabel uit SDE++ 2022

Tabel 5.24 uit het eindadvies SDE++ 2022 is hieronder weergegeven. Deze bevat de analyse op basis van de COMPETES-data. In het voorliggende rapport is de analyse herhaald met een andere dataset. Die resultaten zijn te vinden in tabel 4.3.

Tabel 5.24

Effect van minderopbrengst door een kleinere netaansluiting op het basisbedrag in vergelijking met een zonnepark met een normale netaansluiting

Net-aansluiting (MW)	% van pv piekvermogen	Minderopbrengst energie (%)	Vollasturen	Kostenreductie (€/kWp)	Investeringskosten (€/kWp)	Indicatief basisbedrag (€/kWh)	% verschil basisbedrag t.o.v. referentie	Extra hernieuwbare energie (%)
10	70%	0%	950	0	505	0,0551	-	-
9	63%	0,36%	947	8	497	0,0546	-0,9%	11%
8	56%	2,1%	930	16	489	0,0549	-0,4%	22%
7	49%	5,7%	896	24	481	0,0562	+2,0%	35%
6	42%	11,2%	844	32	473	0,0587	+6,5%	48%
5	35%	18,9%	771	40	465	0,0632	+14,7%	62%
4	28%	29,0%	674	48	457	0,0711	+29,0%	77%

De vergelijking van de laatste twee kolommen uit bovenstaande tabel 5.24 uit het eindadvies met tabel 4.3 wordt hieronder grafisch weergegeven. De kostenparameters zijn ongewijzigd; het enige verschil is het gebruikte elektriciteitsopwekprofiel (en de percentages van de netaansluiting zijn anders).

Figuur B.1

Vergelijking park 14,2 MWp op kleinere netaansluiting

