



Planbureau voor de Leefomgeving

ADVIES SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING 2026

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL)
Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO)

9 december 2025

TNO

PBL

Colofon

Advies subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking 2026

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2025

PBL-publicatienummer: 5696

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL), Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO)

De auteurs bedanken Daan van der Woude, Menno Kloosterman en Bart in 't Groen (DNV)

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: Lensink, S., C. Henriquez, A. van der Welle, L. Beurskens, (2025), *Advies Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking 2026*, 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.

Over dit rapport

Het PBL geeft op verzoek aan het ministerie van Klimaat en Groen Groei (KGG) advies over de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) 2026. Vanwege de beschikbare expertise en databestanden verkeert het PBL in de positie om deze adviesrol te vervullen. Het ministerie kan het PBL geen aanwijzingen geven over de te hanteren onderzoeksmethoden of de inhoud van de rapportages. De advisering in het kader van de SCE betreft specifiek, functioneel advies. Voorwaarde om het advies te kunnen uitbrengen is dat het ministerie de uitgangspunten omschrijft. Zo blijft de onafhankelijkheid van de advisering gewaarborgd. De uitgangspunten moeten ondersteunend zijn aan het doel van de SCE, intern consistent, volledig en werkbaar zijn.

Buiten de context van deze specifieke advisering over de subsidiebedragen van de SCE heeft het PBL als planbureau te allen tijde de volledige vrijheid om te reflecteren op de beleidsmatige keuzes die ten grondslag liggen aan instrumenten van de overheid voor de uitvoering van het energie- en klimaatbeleid. Dit geldt ook voor de SCE.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Beschrijving adviesvraag	7
1.1 Introductie	7
1.2 SCE versus SDE++	7
1.3 Voorwaarden aan SCE-projecten	8
1.4 SCE 2026 versus SCE 2025	8
1.5 Rekenmethode	8
2 Financiering	9
2.1 Inleiding	9
2.2 Rendement op vreemd vermogen	10
2.3 Rendement op eigen vermogen	13
2.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	14
2.5 Vennootschapsbelasting	16
2.6 Inflatie	16
2.7 Economische levensduur en afschrijvingstermijn	17
2.8 Vermogenskostenvergoeding	18
3 Zonne-energie	19
3.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	19
3.2 Kostenbevindingen	23
3.3 Technisch-economische parameters	28
4 Windenergie	31
4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	31
4.2 Kostenbevindingen	32
4.3 Technisch-economische parameters	35
5 Waterkracht	36
5.1 Beschrijving referentie-installatie	36
5.2 Kostenbevindingen	37
5.3 Technisch-economische parameters	37
6 Cijfermatig overzicht	38
6.1 Basisbedragen en vollasturen	38
6.2 Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen	39
Afkorting	41
Referenties	42
Bijlagen	43
Bijlage 1 Uitgangspunten SCE 2026	43
Bijlage 2 Marktconsultatie	47

Samenvatting

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit brengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-pv in de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) voor toepassing vanaf het jaar 2026. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO). Tabel S.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2026. In dit rapport gaan we ervan uit dat de lezer bekend is met de SCE-regeling. Meer informatie hierover is te vinden op de [website van RVO](#).

Wijzigingen advies over financiële parameters

Voor de zon-pv-categorieën met een grootverbruikersaansluiting rekenen we met een lagere inzet van vreemd vermogen. We rekenen met een verhouding van vreemd vermogen en eigen vermogen van 75/25 in plaats van 70/30 vorig jaar. Dit hangt samen met hogere projectrisico's, zoals het risico op te weinig compensatie van onbalanskosten nu deze voor nieuwe projecten vooraf worden vastgesteld en via de basisbedragen worden verrekend. Daardoor kunnen projecteigenaren een kleiner deel van hun investeringen financieren met vreemd vermogen. Voor projecten in alle andere categorieën namen we al eerder aan dat deze met minder vreemd en meer eigen vermogen gefinancierd worden (70/30). Deze verhouding is gelijk aan die in het SCE-advies van vorig jaar. Verder hebben we het aangenomen rendement op vreemd vermogen voor alle categorieën verhoogd met 0,25 procentpunt ten opzichte van het SCE 2025-advies. Dit is het gevolg van een iets hogere kapitaalmarktrente. Daarentegen hebben we het aangenomen rendement op eigen vermogen voor alle categorieën ongewijzigd gelaten. Tenslotte hebben we de aangenomen afschrijvingstermijnen voor niet-gebouwgebonden-zon-pv- en windcategorieën verhoogd naar 20 jaar. Gegeven de economische levensduur van projecten ligt het in de rede om alle kosten over 20 jaar te verrekenen, inclusief de afschrijvingskosten. Voor niet-gebouwgebonden zon-pv sluit dit ook aan bij gerechtelijke uitspraken over de fiscale afschrijvingstermijn.

Wijzigingen advies voor zon-pv

Een ingrijpende wijziging voor zon-pv is dat we de categoriegrens in ons advies verhoogd hebben. De grenswaarde voor de categorieën op een grootverbruikersaansluiting ligt in het SCE 2026-advies bij 1 MWp en niet meer zoals voorheen bij 500 kWp. In lijn hiermee hebben we ook het referentiesysteem voor de subsidie-berekening van 150 kWp naar 250 kWp verhoogd. De gebouwgebonden categorieën zijn in dit advies ook uitgebreid met drie varianten met een hoger basisbedrag om daarmee uitgaven voor dakversteving te financieren. Voor alle categorieën zon-pv adviseren we voor de SCE 2026 een verhoging van het basisbedrag. Daaraan liggen meerdere wijzigingen aan ten grondslag die toegelicht worden in hoofdstuk 3. Tezamen leiden zij tot verhoogde aannames voor zowel investeringskosten als jaarlijkse kosten. Belangrijk daarbij is de verlegging van de onbalanskosten van het correctiebedrag naar het basisbedrag. Deze verhoogt weliswaar het basisbedrag, maar tegelijkertijd ook het correctiebedrag. Hierdoor wordt er naar verwachting netto geen extra subsidie uitgekeerd per kWh geproduceerde elektriciteit. Met uitzondering van de categorie op een kleinverbruikersaansluiting, hebben we in lijn met het SCE 2025-advies de aangenomen vollasturen verlaagd, om rekening te houden met de momenten waarop de elektriciteitsprijs negatief is en er geen SCE-subsidie zal worden uitgekeerd. Dit heeft een verhogend effect op het basisbedrag, maar

leidt niet vanzelfsprekend tot meer subsidie. Deze benadering in het SCE 2026-advies is gelijk aan die in ons advies van afgelopen jaar. Vergeleken met het advies van vorig jaar zijn de basisbedragen voor alle categorieën zon-pv verhoogd met 0,005 tot 0,026 euro per kWh, een procentuele toename ten opzichte van SCE 2025 van 4% tot 33%.

Wijzigingen advies voor windenergie

De basisbedragen liggen voor alle SCE-windenergiecategorieën hoger dan die in het advies van vorig jaar. De verhoging varieert tussen de 0,009 en 0,016 euro per kWh, ofwel tussen 8% en 15%. Deze verhoging ontstaat vooral door het meenemen van de onbalanskosten in de variabele operationele kosten die gepaard gaat met een hoger correctiebedrag. Zoals hierboven beschreven leidt dat naar verwachting dus niet tot extra subsidie per kilowattuur geproduceerde elektriciteit. Daarnaast zien we relatief beperkte stijgingen in de investeringskosten en zijn er andere factoren die leiden tot een verhoging van de basisbedragen. Dit zijn het toegenomen rendement op vreemd vermogen, een hogere elektriciteitsprijs na de subsidieperiode en een verhoging van de afschrijvingstermijn naar 20 jaar.

Wijzigingen advies voor waterkracht

Het basisbedrag voor de categorie waterkracht is verhoogd van 0,175 naar 0,177, een toename van 1%. Deze verhoging volgt uit de wijziging van de financieringsparameters. Omdat er bij ons voor deze categorie geen projecten bekend zijn die in een concrete fase van voorbereiding zijn, geven we aan KGG ter overweging om waterkracht in de SCE 2026 niet open te stellen. We adviseren wel om bij eventuele openstelling de bovengrens voor de categorie waterkracht te verhogen naar 1 MW.

Tabel S.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2026

Omschrijving categorie	Basisbedrag in euro/kWh	Maximum aantal vol-lasturen	Basiselektrici-teitsprijs in euro/kWh	Voorlopig correctie-bedrag 2026 (incl. GvO) in euro/kWh
Zon-pv 15 – 100 kWp op kva (kva, referentie 60 kWp, net 70%)	0,149	900	0,035	0,070
Zon-pv 15 – 100 kWp, zwak dak op kva (kva, referentie 60 kWp, net 70%, zwak dak)	0,155	900	0,035	0,070
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp (gva, referentie 250 kWp, net 50%)	0,140	730	0,047	0,075
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp, zwak dak (gva, referentie 250 kWp, net 50%, zwak dak)	0,147	730	0,047	0,075
Zon-pv gebouwgebonden 1 – 6 MWp (gva, referentie 2,5 MWp, net 50%)	0,111	730	0,047	0,075
Zon-pv gebouwgebonden 1 – 6 MWp, zwak dak (gva, referentie 2,5 MWp, net 50%, zwak dak)	0,116	730	0,047	0,075
Zon-pv grondgebonden 1 – 6 MWp (gva, referentie 10 MWp, net 50%)	0,106	740	0,047	0,075
Zon-pv drijvend op water 500 kWp – 6 MWp (gva, referentie 10 MWp, net 50%)	0,114	740	0,047	0,075
Zon-pv drijvend op water 500 kWp – 6 MWp, natuurinclusief (gva, referentie 10 MWp, net 50%)	0,117	740	0,047	0,075
Windenergie, 15 kW op kva	0,187	2140	0,038	0,082
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,146	2070	0,038	0,082
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,168	1760	0,038	0,082
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,180	1630	0,038	0,082
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,193	1500	0,038	0,082
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,208	1380	0,038	0,082
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,069	3300	0,038	0,082
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,076	2950	0,038	0,082
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,082	2660	0,038	0,082
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,088	2450	0,038	0,082
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid < 6,75 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,094	2280	0,038	0,082
Waterkracht 15 kW - 1 MW	0,177	5000	0,050	0,091

1 Beschrijving adviesvraag

1.1 Introductie

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uit brengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-pv in de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) voor toepassing vanaf het jaar 2026. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO).

De terminologie in dit rapport is analoog aan die in de regeling Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++). Doel is om voor elke SCE-categorie de benodigde subsidiehoogte (basisbedrag minus correctiebedrag) te bepalen. Het advies wordt gegeven binnen de door het ministerie van KGG bepaalde uitgangspunten voor de SCE. De adviesvraag en uitgangspunten zijn integraal weergegeven in bijlage 1. Voor het opstellen van dit eindadvies is gebruikgemaakt van marktinformatie. Het PBL heeft de reacties uit de marktconsultatie geaggregeerd en geanonimiseerd opgenomen in bijlage 2 van dit rapport. In de voorgaande eindadviezen over de SCE zijn de eerdere inspraakreacties ook nog terug te lezen.

De minister van KGG besluit over de openstelling van de nieuwe SCE-regeling, de open te stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen. Nadere informatie over de SDE++ en de SCE is te vinden via de [website van het PBL](#). Meer informatie over het aanvragen onder de SCE-regeling is te vinden op de [website van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland \(RVO\)](#).

1.2 SCE versus SDE++

De SCE is evenals de SDE++ een regeling die een subsidie toekent aan geproduceerde hernieuwbare energiedragers en CO₂-emissiereducerende technieken. De subsidie is gelijk aan de onrendabele top van technologieën na aftrek van de inkomsten die partijen ontvangen uit de opbrengsten van de verkoop van elektriciteit, gas of warmte op de markt. In het geval van de SCE betreft dit enkel hernieuwbare elektriciteit (waterkracht, windenergie en zon-pv), bij de SDE++ zijn er ook andere technieken waarbij op basis van de bespaarde CO₂ een premie wordt uitgekeerd. De SCE is gericht op lokale initiatieven en energiecoöperaties. De regeling SCE is gestart met focus op relatief kleine vermogensgroottes, maar dat is in de loop der jaren, op voorspraak van marktpartijen, aangepast en verruimd. Zowel de kleinere als de grotere categorieën in SCE sluiten aan bij de praktijk van lokale initiatieven en energiecoöperaties. Daarom worden in SCE kosten en omstandigheden die specifiek gelden voor dergelijke partijen óók meegenomen, inclusief voorbereidingskosten. Daardoor zijn de basisbedragen in SCE doorgaans hoger dan in SDE++.

De SDE++ en SCE zijn beide generieke regelingen. Dit betekent dat er geen maatwerk toegepast kan worden, maar dat er wordt gekeken naar referentiesystemen en de kosten van het merendeel van de projecten.

1.3 Voorwaarden aan SCE-projecten

Het doorslaggevende verschil tussen de SCE en de SDE++ is de eis dat de aanvraag van een energiecoöperatie of Vereniging van eigenaren (vve) komt.

Daarnaast zijn er onder andere de volgende aanvullende eisen voor energiecoöperaties:

- Minimaal één deelnemend lid per 5 kW vermogen voor zonne- of windenergieprojecten en minimaal één deelnemend lid per kW vermogen voor waterkrachtprojecten (zie hiervoor ook paragraaf 5.1, waar hierop een wijziging geadviseerd wordt).
- Als er meerdere installaties op dezelfde locatie worden geïnstalleerd dienen de vermogens van alle installaties opgeteld te worden voor het bepalen van het aantal leden.
- Deelnemende leden wonen of zijn gevestigd binnen de postcoderoos
- Deelnemende leden zijn aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (kva)
- Per adres is niet meer dan één persoon of bedrijf lid van de energiecoöperatie.

Voor coöperaties of vve's die alleen of samen met een besloten vennootschap (bv) SCE-subsidie aanvragen (nieuw vanaf SCE 2025) zijn er nog aanvullende eisen. Deze zijn te vinden op de website van [RVO](#).

1.4 SCE 2026 versus SCE 2025

De basisbedragen in dit SCE 2026-eindadvies verschillen van de basisbedragen uit het SCE 2025-eindadvies (Lensink et al, 2025). In dit rapport lichten we de verschillen toe, daarbij refererend aan het SCE 2025-eindadvies en de SCE 2026-wijzigingsnotitie (Lensink, 2025). De verschillen worden door meerdere factoren veroorzaakt, onder meer door wijzigingen in kosten, veranderende situaties of referenties, actualisering van aannames en voortschrijdend inzicht vanwege de marktconsultatie en SCE-aanvragen in 2025. Ook worden de onbalanskosten voor zon-pv en windenergie niet meer verrekend in het correctiebedrag, maar in het basisbedrag.

1.5 Rekenmethode

De berekeningswijze van de basisbedragen is gebaseerd op de onrendabele-topmodellen die voor de SDE++ gebruikt worden, maar er zijn specifieke aannames gemaakt voor referentiesystemen in de SCE met bijbehorende technische en economische karakteristieken. In dit advies bespreken we eerst de financieringsparameters en vervolgens komen aan de orde de kostenparameters van de voor de SCE relevante technieken voor zon-pv, windenergie en waterkracht. We tonen de resulterende basisbedragen in het laatste hoofdstuk.

2 Financiering

2.1 Inleiding

In tegenstelling tot SDE++-projecten is projectfinanciering bij kleinschalige SCE-projecten (zon pv < 1 MWp, wind ≤ 1 MW) opgevat als projectmatige financiering. Projectfinanciering betreft namelijk per definitie financiering van projecten met een zogenaamde *non-recourse* financieringsstructuur waarbij er geen mogelijkheid tot verhaal is op andere activa of inkomsten van de lener. Het bijbehorende aanvraagtraject is echter een te complex en kostbaar traject voor de kleinschalige SCE-projecten. Ook voldoen deze niet aan de minimale projectomvang van circa 3 miljoen euro voor projectfinanciering. Vandaar dat kleinschalige SCE-projecten een eenvoudiger en meer gestandaardiseerd aanvraagtraject voor projectmatige financiering volgen van een provinciaal of gemeentelijk fonds of van het realisatiefonds. Grootschalige SCE-projecten kunnen wel gebruik maken van projectfinanciering. Zij kunnen hun subsidie namelijk samen met een project-bv aanvragen. Een project-bv is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid die wordt opgericht met als enige doel de uitvoering van een specifiek project, waarbij de risico's en financiering beperkt blijven tot dat project.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 2.1. Hierbij gaan we uit van de gemiddelde situatie voor groepen van SCE-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk SCE-projecten anders gefinancierd kunnen worden. We lichten de financiële parameters in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toe. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van SCE-projecten en proberen de diversiteit aan SCE-projecten zo goed mogelijk mee te nemen. We sluiten het hoofdstuk af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zon-pv-, windenergie- en waterkrachtprojecten.

Tabel 2.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SCE

Financiële parameter	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op kva en wind op kva	5,00%	5,25%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva < 1 MWp en wind op gva ≤ 1 MW	4,75%	5,00%
Rendement op vreemd vermogen – Zon-pv op gva ≥ 1 MWp en wind op gva > 1 MW	4,00%	4,25%
Rendement op vreemd vermogen – Waterkracht	6,00%	6,25%
Rendement op eigen vermogen – Zon-pv en wind	6,50%	6,50%
Rendement op eigen vermogen – Waterkracht	8,50%	8,50%
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zon-pv < 1 MWp, wind, waterkracht	70% VV / 30% EV	70% VV / 30% EV
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zon-pv ≥ 1 MWp	75% VV / 25% EV	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	19,0%	19,0%
Inflatie	2,0%	2,0%
Afschrijvingstermijn Zon-pv (niet-gebouwgebonden), wind	15 jaar	20 jaar
Afschrijvingstermijn Zon-pv (gebouwgebonden), waterkracht	15 jaar	15 jaar

2.2 Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen coöperatieve projecten vanwege verschillende redenen. In de eerste plaats door de grote diversiteit aan SCE-projecten met verschillende financieringsstructuren (zie ook paragraaf 2.4), waarbij projecten toegang hebben tot verschillende bronnen van financiering en soorten vreemd vermogen. Indien coöperaties een project deels willen financieren met vreemd vermogen, dan sluiten ze leningen af bij provinciale of lokale energiefondsen, het realisatiefonds, of direct bij banken als het grootschalige SCE-projecten betreft. Verenigingen van eigenaren kunnen gebruik maken van goedkope leningen van het Nationaal Warmtefonds. Vve's kunnen in een aantal provincies en gemeenten ook profiteren van extra rentekorting op een lening van het fonds. Ten tweede is de variatie van het rendement het gevolg van significante verschillen in risico's tussen projecten met lage operationele risico's en toegang tot goedkope provinciale of gemeentelijke fondsen of subsidies, en projecten met hogere operationele risico's, een lagere betalingscapaciteit (DSCR)¹ en minder zekerheden.

Alle zon-pv-projecten met een benodigde lening van maximaal 1 miljoen euro (in de praktijk tot 2,5 miljoen euro) hebben toegang tot financiering door het realisatiefonds, hiervan wordt echter maar weinig gebruik gemaakt. In de praktijk kan het merendeel van de SCE-projecten namelijk gebruikmaken van alternatieve financieringsvormen met gunstigere leningsvoorwaarden. Desalniettemin is de rente op een lening van het realisatiefonds net als de afgelopen jaren opnieuw als uitgangspunt genomen.² Er bestaat namelijk geen landelijk dekkend alternatief voor het realisatiefonds. De rentetarieven van het fonds zijn de optelsom van de kapitaalmarktrente, renteopslagen en eventuele groenkorting. Deze tariefelementen worden hierna achtereenvolgens besproken.

Kapitaalmarktrente

De afgelopen 12 maanden zijn de marktrentes ondanks verdere verlagingen van de beleidsrente door de ECB niet structureel gedaald. Dit weerspiegelt met name de grotere onzekerheid in financiële markten vanwege onder meer aangekondigde handelstarieven. Dit geldt voor alle rentetarieven. Figuur 2.1 geeft de ontwikkeling weer van de 7-jaars-*Interest Rate Swap* (IRS-rente), die net als de afgelopen jaren als representatieve kapitaalmarktrente voor de SCE wordt gebruikt.³ Voor dit

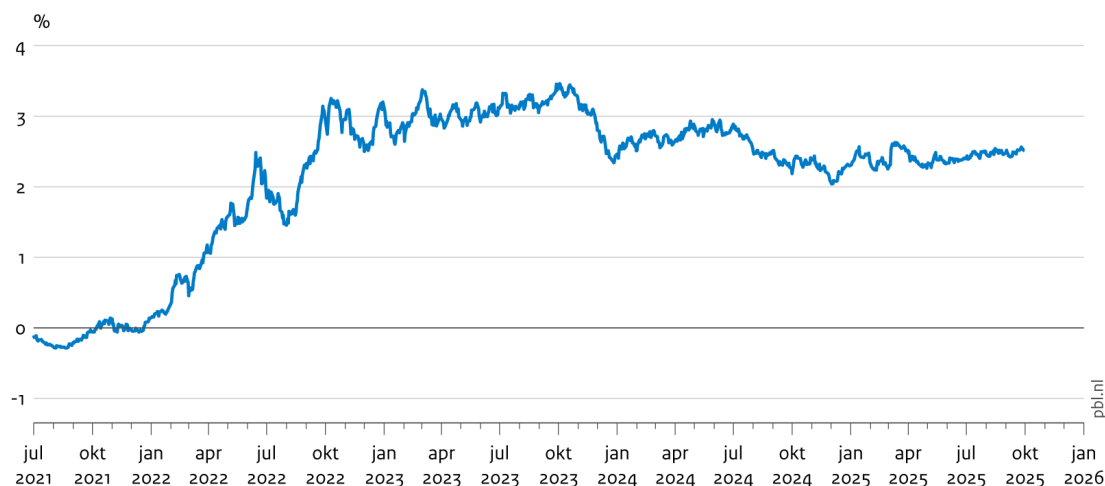
¹ De DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) geeft inzicht in de betalingscapaciteit ten opzichte van de betalingsverplichtingen (*debt service*). De betalingscapaciteit is het financiële resultaat van het project na belastingen gecorrigeerd voor het belastingvoordeel van afschrijvingen en rentelasten. De betalingsverplichtingen zijn gelijk aan het totaal van rente en aflossingen.

² Zie [Realisatiefonds voor energiecoöperaties - Energie Samen](#).

³ Dit is in lijn met het realisatiefonds. Na 7 jaar is herfinanciering van de lening vereist. Gegeven de aflossing op de lening gedurende deze jaren wordt verondersteld dat het kredietrisico na 7 jaar lager is en daarmee dat het rentetarief na 7 jaar niet hoger zal zijn dan het rentetarief bij de start van de lening. In tegenstelling tot het realisatiefonds gaat dit advies net als voor de SDE++ uit van een leningstermijn van 15 jaar i.p.v. 13,5 jaar. De duur van de standaard banklening is daarmee gelijk verondersteld aan de subsidieduur.

rentetarief is de *Euro Interbank Offered Rate* (Euribor-rente) als benchmark gebruikt. Dit is het gemiddelde tarief waartegen Europese banken elkaar leningen in euro's verstrekken.⁴

Figuur 2.1
Rentepercentage van 7-jaars-IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over het afgelopen kalenderjaar bedroeg 2,4 procent (peildatum 1 oktober 2025). Net als afgelopen jaren hebben we ook de verwachte rente berekend. Deze rente is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente per SCE-openstellingsdatum uit de IRS-curve. Gegeven de aangenomen openstelling van de SCE per februari 2026, zal de 7-jaars-IRS-rente dan op 2,5 procent uitkomen.⁵ Dit percentage is marginaal hoger dan de IRS-rente die voor de SCE 2025 is bepaald (2,4 procent). Ook deze berekening is een momentopname, marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. We hebben geen betere marktinschatting kunnen vinden voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*⁶ van SCE-projecten in 2026 geld kunnen lenen.

Voor projecten in de categorieën zon-pv op gva groter dan 1 MWp en wind op gva groter dan 1 MWp, waarvoor wordt verondersteld dat ze onderdeel zijn van grootschaliger SDE++-projecten, gaan we analoog aan de SDE++ uit van de 10-jaars-IRS-rente van 2,8 procent. Dit is de *forward starting swap rate* voor de zomer van 2026 die op basis van de huidige marktverwachtingen voor de SDE++ is berekend.⁷ Het rentepercentage van de 10-jaarsrente is licht hoger dan de 7-jaarsrente

⁴ Zie website beleggen.nl. De rente is berekend op basis van de slotkoersen.

⁵ Hierbij is de *forward starting swap rate* per februari 2026 berekend op basis van de 7-jaars- en 8-jaars-IRS-rentes en de 5-maands-Euro-depositorente over de maand september 2025.

⁶ De datum waarop alle project- en financieringsovereenkomsten tussen projectontwikkelaars en betrokken financiers zijn getekend en aan alle hierin opgenomen voorwaarden (zoals afgegeven vergunningen en subsidiebeschikking) is voldaan. De rente wordt hierbij ook vastgelegd. Financiers kunnen vervolgens fondsen (zoals leningen, eigen vermogen en subsidies) vrijgeven zodat de projectrealisatie kan beginnen.

⁷ De *forward starting swap rate* per zomer 2026 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaars-IRS-rentes en de 1-jaars-Euro-depositorente over de maand september 2025.

vanwege de normale rentetermijnstructuur waarbij voor een langere periode van geld uitlenen een hogere vergoeding wordt verwacht.

Renteopslag

De renteopslag weerspiegelt de projectrisico's per categorie. Hogere projectrisico's vertalen zich in beginsel in een hogere renteopslag en daarmee een hoger gevraagd rendement op de lening.

Voor de zon-pv-categorieën die in aanmerking komen voor het realisatiefonds, gebruiken we dezelfde renteopslag als het fonds. De totale renteopslag bestaat daarmee uit de renteopslag van banken, de beheervergoeding van het realisatiefonds en de kredietrisicobuffer van Energie Samen. Op basis van de leningsomvang bedraagt de totale opslag respectievelijk 2,50 en 2,75 procentpunt voor zon-pv op gva kleiner dan 1 MWp en voor zon-pv op kva. Windenergieprojecten op gva kleiner dan 1 MW kennen vergelijkbare risico's als zon-pv op gva kleiner dan 1 MWp. Daarom wordt gerekend met dezelfde renteopslag.

Voor de categorieën zon-pv op gva groter dan 1 MWp, wind op gva groter dan 1 MW en waterkracht zijn de renteopslagen (deels) gebaseerd op de SDE++. Voor de eerste twee categorieën gaan we analoog aan de SDE++ uit van een renteopslag van 1,5 procent. Deze rentemarge is bepaald op basis van informatie uit de SDE++-marktconsultatie en reflecteert onder meer de kosten die gemoeid zijn met toepassing van projectfinanciering. Voor waterkracht gaan we uit van een additionele renteopslag van 1,0 procent ten opzichte van zon-pv en wind op kva, daarmee bedraagt de totale opslag 3,75 procentpunt. De renteopslag voor waterkrachtprojecten ligt op een hoger niveau dan voor zon-pv vanwege de hogere projectrisico's door onder meer de kleinschaligheid van de projecten.

Groenkorting

Net als de twee afgelopen jaren komen zon-pv- en windprojecten in 2026 niet meer generiek in aanmerking voor groenfinanciering. De Regeling groenprojecten 2022 is namelijk uitsluitend gericht op het bevorderen van de financiering van innovatieve projecten met bovenwettelijke positieve milieueffecten. In dit kader zijn strengere eisen gesteld aan specifieke categorieën van duurzame energieprojecten. Voor zowel zon-pv als wind geldt dat de eisen ter bevordering van circulariteit per 1 mei 2024 zijn verruimd zodat meer projecten in aanmerking komen voor groenkorting. Voor zon-pv geldt dat circulariteitseisen (demontabele zonnepanelen en milieuverklaring) tot 31 juni 2026 zijn versoepeld (I&W, 2024a). Tegelijkertijd is de verwachting dat zowel zon-pv- als windprojecten gezien de focus van de regeling op innovatie en bovenwettelijke milieu-effecten niet generiek aan de voorwaarden zullen voldoen. Voor de berekening van de rentepercentages voor zon-pv- en windprojecten wordt net als de afgelopen jaren dan ook geen groenkorting aangenomen.

Daarnaast kunnen spaarders en beleggers vanwege de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 van 71.251 naar 26.000 euro minder vermogen inleggen bij groenbanken en -fondsen en hebben deze daardoor tijdelijk nauwelijks meer ruimte voor de financiering van nieuwe projecten (I&W, 2024b). Bovendien vervalt de vrijstelling en daarnaast ook de heffingskorting voor groene beleggingen geheel per 2027 (TK, 2024). Op basis van het in de zomer van 2025 bekende beleid en rekening houdend met de realisatietermijnen van projecten gaan we ervan uit dat geen enkele SCE-categorie in 2026 meer generiek in aanmerking komt voor de groenregeling. Daarom veronderstellen we ook voor waterkrachtprojecten geen groenkorting meer.

Tenslotte wordt er gezien de ontwikkelingen geen rekening mee gehouden dat het realisatiefonds deelname aan de groenregeling nog als voorwaarde stelt. Mocht het realisatiefonds nog met groenkorting rekenen, dat zal dit onderdeel zijn van de renteopslagen die het realisatiefonds rekent.

Rentetarieven per categorie

De optelling van de genoemde kapitaalmarktrente, renteopslagen en eventuele groenkorting vormt het rentetarief per categorie (zie tabel 2.2). Om schijnnaauwkeurigheid te vermijden ronden we alle percentages af op 0,25 procent.

Tabel 2.2
Berekening van het totale rentetarief per categorie

Categorie	Kapitaalmarktrente	Renteopslag	Totale rentetarief	Totale rentetarief afgerond
	[%]	[%]	[%]	[%]
Zon-pv op kva, 60 kWp	2,5	2,75	5,25	5,25
Zon-pv op gva, 250 kWp	2,5	2,5	5,0	5,0
Zon-pv op gva, 2,5 - 10 MWp	2,8	1,5	4,3	4,25
Wind op kva, 15 kW	2,5	2,75	5,25	5,25
Wind op gva, ≤ 1 MW	2,5	2,5	5,0	5,0
Wind op gva, > 1 MW	2,8	1,5	4,3	4,25
Waterkracht, 50 kW	2,5	3,75	6,25	6,25

Het berekende rentepercentage voor zon-pv op gva en kva is circa 0,1 procent hoger dan de laatst bekende rentetarieven van het realisatiefonds op het moment van schrijven van dit advies (6 oktober 2025), ofwel de tarieven van 2 oktober 2025. Deze bedragen respectievelijk 4,9 procent voor leningen van meer dan 100.000 euro en 5,15 procent voor leningen onder de 100.000 euro. Dit verschil is waarschijnlijk tijdelijk en kan worden verklaard door de volatiliteit van de onderliggende IRS-rente en de stapsgewijze in plaats van directe doorberekening van marktrenten in de rentetarieven van het Realisatiefonds.

Samenvattend is het rendement op vreemd vermogen voor alle categorieën licht gestegen ten opzichte van het SCE 2025-eindadvies. Genoemde percentages liggen echter voor de kleinschalige SCE-projecten (zon-pv kleiner dan 1 MWp, windenergie van ten hoogste 1 MW) op een relatief hoog niveau ten opzichte van de rentetarieven van grootschalige SCE-projecten voor zonne-energie, windenergie en waterkracht. De (operationele) risico's van kleinschalige SCE-projecten zijn namelijk hoger vanwege hun kleinere schaal en de beperkte financiële staat van dienst van een gemiddelde coöperatie met in de regel een grote rol voor vrijwilligers. Voor SCE-projecten die onderdeel zijn van grootschaliger zon-pv- en windprojecten zullen financiers hogere eisen aan de professionaliteit van coöperaties stellen en gelden, mede gezien de grotere projectomvang, vergelijkbare rentepercentages als voor de SDE++-projecten.

2.3 Rendement op eigen vermogen

Onder eigen vermogen wordt in dit advies het risicodragend vermogen verstaan. Het risicodragende vermogen bestaat uit het eigen vermogen plus achtergestelde leningen (ook wel *equity* en *quasi-equity* genoemd). We hanteren dezelfde definitie van risicodragend vermogen als financiële instellingen en sluiten daarmee aan bij de praktijk. Naar aanleiding van de marktconsultatie hebben

we vorig jaar bekeken wat een andere omgang met achtergestelde leningen zou betekenen voor de basisbedragen. Gegeven een vergelijkbaar rendement op achtergestelde leningen en eigen vermogen en lineaire aflossing van de achtergestelde lening in de laatste vijf jaar van de leningsduur, leidt dit niet tot hogere basisbedragen. Wel zorgt dit voor aanmerkelijk complexere onrendabele-topberekeningen. In lijn met de financiële praktijk blijven we in het onrendabele top model dan ook geen onderscheid maken tussen de behandeling van eigen vermogen en achtergestelde leningen. In het vervolg wordt met eigen vermogen dus het totale risicodragende vermogen aangeduid.

Coöperaties hebben diverse mogelijkheden voor het aantrekken van eigen vermogen voor SCE-projecten, zoals ledeninleg in de vorm van participaties of achtergestelde obligatieleningen via crowdfundingplatforms, eigen middelen uit eerdere coöperatieve projecten en investeringssubsidies. Er is geen informatie beschikbaar over de eigen middelen van coöperaties uit eerdere coöperatieve projecten en investeringssubsidies. Daarnaast is de informatie over de rendementen op ledeninleg helaas onvoldoende beschikbaar. SCE-projecten halen in de regel geen kapitaal voor projecten op via commerciële crowdfundingplatforms, maar organiseren hun financiering meer op lokale schaal, waarbij ze veelal gebruikmaken van de Deelnemersdesk van Energie Samen. De Deelnemersdesk opereert zonder winstoogmerk en is daardoor minder duur dan andere platforms. Via dit platform zijn tot en met het tweede kwartaal van 2024 62 projecten met een totale waarde van 22,5 miljoen euro gerealiseerd, [zie de webpagina over de DeelnemersDesk](#) (bezocht op 20 oktober 2025). Het platform publiceert echter geen overzichten of informatiememoranda met informatie over de leningskarakteristieken en rendementen op achtergestelde obligatieleningen en participaties. Ook bestaan er geen publieke statistieken voor het rendement op eigen vermogen van SCE-projecten. Daarom is het rendement op eigen vermogen voor alle SCE-categorieën net als vorig jaar afgeleid van het rendement op eigen vermogen van SDE++-projecten. Zie het SCE 2025-advies voor een uitgebreidere discussie van overwogen alternatieven.

Merk op dat volgens de uitgangspunten bij SDE++-projecten de voorbereidingskosten uit het rendement op eigen vermogen worden betaald, een soort brutorendement, terwijl deze kosten bij SCE-projecten als onderdeel van de investeringskosten worden verrekend. Daarmee kunnen de rendementen op eigen vermogen van SDE++-projecten niet een-op-een overgenomen worden voor de SCE-projecten. Na correctie voor de voorbereidingskosten en dakhuur bij zon-pv hebben we het rendement voor SCE zon-pv-projecten ongewijzigd vastgesteld op 6,5 procent, wat dus als nettorendement gelezen kan worden. Omdat er beperkte empirie voor windprojecten bestaat en we onvoldoende grond zien om te differentiëren tussen wind- en zon-pv-projecten, beschouwen we het rendement op eigen vermogen voor zon-pv ook als leidend voor windenergie. Omdat waterkrachtprojecten hogere risico's met zich meebrengen, veronderstellen we net als bij de SDE dat het rendement op eigen vermogen 2 procentpunt hoger ligt dan voor zon-pv. Daarmee komt het rendement voor waterkrachtprojecten uit op 8,5 procent.

2.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Als projecten met vreemd vermogen worden gefinancierd, dan lenen kapitaalverstrekkers – afhankelijk van de betalingscapaciteit van het project, ofwel de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing (DSCR) – kapitaal uit. Daarbij stellen ze eisen aan het minimale aandeel eigen vermogen, zodat het project als eerste opdraait voor het verlies als het tegenzit. De

betalingscapaciteit en het minimale aandeel eigen vermogen hangen nauw samen met de rendementen op vreemd vermogen en eigen vermogen die in de vorige paragrafen zijn beschreven.

Twee relevante ontwikkelingen voor de financierbaarheid van projecten sinds het vorige advies zijn de lichte stijging van de rente en de toename van het aantal uren met negatieve prijzen. Beide zaken kunnen effect hebben op de financierbaarheid van projecten. Voor de gestegen rente worden nieuwe projecten echter gecompenseerd door *ceteris paribus* een lichte stijging van de basisbedragen. Daarnaast is de toename van het aantal uren met negatieve prijzen net als in het vorige advies vertaald naar een lager aantal vollasturen met een opwaarts effect op de SCE-basisbedragen. Op basis van de marktconsultatie lijkt de inschatting van de vollasturen adequaat.

Verder is er op basis van verkregen informatie onveranderd een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van coöperatieve projecten die gerealiseerd zijn of die een subsidieaanvraag hebben gedaan. Het merendeel van de SCE-aanvragen betreft zon-op-dakprojecten, waarbij kleinere daken in toenemende mate weer volledig met eigen vermogen lijken te zijn gefinancierd, vooral met inleg van leden van coöperaties via achtergestelde leningen of participaties (op basis van informatie uit de marktconsultatie en Hier&RVO, 2025). Grotere daken worden in de regel ook deels met vreemd vermogen gefinancierd.

Vanwege het ontbreken van voldoende informatie over het rendement op ledeninleg (zie paragraaf 2.3) veronderstellen we echter zowel voor kleinschalige als grootschalige SCE-projecten dat deze deels worden gefinancierd met vreemd vermogen. Bovendien kunnen coöperaties door te financieren met vreemd vermogen de benodigde inbreng door leden beperken en zoveel mogelijk burgers mee laten doen aan coöperatieve projecten. Daarnaast maakt dit hefboomwerking mogelijk omdat coöperaties met het beschikbare eigen vermogen meer projecten kunnen financieren. Tenslotte zorgt dit voor interne consistentie van dit advies omdat gegeven de gekozen parameterwaarden voor coöperaties lenen bij het realisatiefonds goedkoper is dan het aantrekken van eigen vermogen bij de leden. Vanwege al deze redenen is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen niet aangepast voor kleinschalige zon-pv-SCE-projecten en gaan we onveranderd uit van een VV/EV-verhouding van 70/30. Ook voor alle wind- en waterkrachtprojecten gaan we hier net als vorig jaar van uit.

Voor grootschalige zon-pv-projecten bedraagt de VV/EV-verhouding eveneens 70/30. Dit is een kleine aanpassing ten opzichte van de SCE 2025-regeling waarbij de verhouding 75/25 bedroeg. Enerzijds zijn de basisbedragen van grootschalige zon-pv-SCE-projecten in tegenstelling tot SDE++-projecten wel gecorrigeerd voor het verwachte lagere aantal subsidiabele vollasturen over de looptijd van de subsidie vanwege de toename van het aantal kwartieren met negatieve *day-ahead*-prijzen en is de banking termijn met één jaar verlengd. Daarmee lopen deze projecten minder volumerisico en daarmee minder marktrisico dan SDE++-projecten, wat zich vertaalt in een hogere verhouding tussen vreemd en eigen vermogen. Anderzijds nemen de projectrisico's toe doordat onbalanskosten voor nieuwe projecten vooraf voor de gehele subsidieperiode worden ingeschat en vastgesteld (als onderdeel van de O&M-kosten) in plaats van jaarlijks achteraf verrekend via de correctiebedragen. Vanwege dit hogere risico kunnen projecten een kleiner deel van de investering financieren met vreemd vermogen. Daarmee is de hefboomwerking van grootschalige zon-pv-SCE-2026-projecten enigszins afgenomen ten opzichte van SCE 2025-projecten. Met deze verhoudingen beschikken SCE-projecten over voldoende betalingscapaciteit om aan hun betalingsverplichtingen te kunnen voldoen. Met de huidige verhouding tussen vreemd en eigen vermogen voldoen zon-pv-SCE-projecten ruim aan de minimale DSCR-eis van het realisatiefonds voor categorieën met een lening van maximaal 2,5 miljoen euro.

Worden kleine zon-pv-projecten met een omvang van minder dan 30.000 euro (dus significant kleiner dan de referentiecasi van 60 kWp op kva) niet zelfstandig met vreemd vermogen gefinancierd, dan veronderstellen we – net als het realisatiefonds – dat ze gebundeld worden met andere projecten, zodat ze toch met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden.

2.5 Vennootschapsbelasting

De tarieven voor de eerste en tweede schijf van de vennootschapsbelasting bedragen in 2026 respectievelijk 19,0 en 25,8 procent. De eerste schijf loopt tot een winst van 200.000 euro. Het tarief voor de eerste schijf is van toepassing op SCE-projecten en wordt verondersteld voor de gehele economische levensduur van de projecten. Een eventuele wijziging van de vennootschapsbelasting per 1 januari 2026 kan invloed hebben op de hoogte van de onrendabele top.

2.6 Inflatie

In de berekening van de basisbedragen gebruiken we de inflatie voor het verhogen van zowel de operationele kosten als een deel van de inkomsten. Gedurende de looptijd van het project, dus na de start ervan, worden de O&M-kosten verhoogd, inclusief de inkoopkosten van elektriciteit over de subsidieperiode. Daarnaast worden bij categorieën waarvan de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode de elektriciteitsprijzen na de subsidieperiode verhoogd met de inflatie. Een uitzondering hierop vormen de gebouwgebonden zon-pv-categorieën. Bij deze categorieën komt de economische restwaarde niet tot uitdrukking in elektriciteitsprijzen na de subsidieperiode, maar is verwerkt via de conceptuele beschouwing via de vergoeding voor dakhuur aan dakeigenaren (zie paragrafen 3.1 en 3.2). Merk op dat we de niveaus van investeringskosten en operationele kosten na de realisatietermijn van het project afzonderlijk per categorie hebben bepaald en dat we deze niet hebben bepaald op basis van het percentage dat later in deze paragraaf wordt genoemd. Deze kostenniveaus worden daarom niet in dit hoofdstuk besproken, maar in de hoofdstukken 3 tot en met 5 over de kostenparameters van technologieën. De reden hiervoor is dat de ontwikkeling van investeringskosten sterk samenhangt met de mate waarin bepaalde grondstoffen (zoals polysilicium), halffabricaten (zoals staal) en arbeid worden gebruikt en daarmee technologie-specifiek is. Ook de O&M-kosten zijn technologie-specifiek.

Als maatstaf voor de inflatie gebruiken we de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP). Voor de inflatie van O&M-kosten en elektriciteitsprijzen kijken we primair naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Voor deze termijn is de huidige wat hogere inflatie niet relevant; het is gebruikelijk dat prijsschokken door bijvoorbeeld oorlogen en epidemieën na enkele jaren zijn uitgewerkt en de inflatie zich dan weer op een gemiddeld niveau bevindt. Met monetair beleid, waaronder renteverhogingen, stuurt de ECB onveranderd op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2024 gemiddeld 2,4 procent (CPB, 2025). Op basis van zowel de gerealiseerde inflatie als de ECB-inflatieprojectie stellen het gemiddelde inflatiepercentage voor O&M-kosten en elektriciteitsprijzen in de SCE ongewijzigd vast op 2,0 procent per jaar.

2.7 Economische levensduur en afschrijvingstermijn

Voor de levensduur van een project is het belangrijk om onderscheid te maken tussen de technische levensduur en de economische levensduur. De technische levensduur van projecten is de regel beduidend langer dan de economische levensduur die de verwachte gebruiksduur van de bezittingen voor de eigenaar weerspiegelt.

Bij windenergieprojecten kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energieprojecten van 25 jaar of meer. Voor windenergie- en niet-gebouwgebonden zonne-energieprojecten is analoog aan de SDE++ gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na afloop van de SCE-subsidieperiode nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Bij deze categorieën is dus sprake van economische restwaarde na 15 jaar. Meerkosten en -opbrengsten ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten en baten. Meeropbrengsten hangen nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2041 en 2046. Meerkosten ontstaan niet alleen doordat O&M-kosten doorlopen bij een langere levensduur, maar ook omdat deze zullen oplopen doordat er meer onderhoud nodig is om de installatie in bedrijf te houden. Bij zon-pv zal door de degradatie van panelen de productie ook langzaam afnemen. Voor gebouwgebonden zonne-energieprojecten is gerekend met een economische levensduur van 15 jaar omdat deze projecten in de praktijk vaak om niet worden overgedragen van de energievoorzijver aan de dakeigenaar, als onderdeel van de dakhuurafpraak die bij het begin van het project gemaakt is. Zie voor nadere toelichting paragraaf 3.1. Voor waterkrachtprojecten zien we geen significant voordeel door economische restwaarde en is de economische levensduur eveneens ongewijzigd gebleven op 15 jaar.

De afschrijvingstermijnen van projecten hangen samen met de economische levensduur van projecten. Voor zon-pv gaan we met ingang van dit advies voor niet-gebouwgebonden zon-pv-projecten en analoog aan de SDE++ uit van een afschrijvingstermijn van 20 jaar, omdat de fiscale afschrijvingstermijn hiervan op 20 jaar is gesteld.⁸ Voor wind- en waterkrachtprojecten ontbreekt voor zover wij weten dergelijke jurisprudentie. Tegelijkertijd is het voor wind-op-landprojecten, gegeven een economische levensduur van 20 jaar, logisch om alle kosten over 20 jaar te verrekenen, dus ook de afschrijvingskosten. Daarom gaan we ook voor windprojecten uit van een afschrijvingstermijn van 20 jaar. Voor waterkrachtprojecten gaan we in lijn met bovenstaande uitspraken over economische restwaarde en economische levensduur ongewijzigd uit van een afschrijvingstermijn van 15 jaar.

⁸ [ECLI:NL:RBZWB:2017:4240, Rechtbank Zeeland-West-Brabant, BRE - 16 _ 4145.](#)

2.8 Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen in specifieke projecten worden verdeeld tussen geldverstrekker en SCE-projectontwikkelaar is bij de gegeven uitgangspunten voor het advies niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen. Tabel 2.3 toont per categorie de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC). Merk op dat de WACC's niet direct vergelijkbaar zijn met de WACC's bij de SDE++, omdat bij de laatste regeling in de WACC een vergoeding voor de voorbereidingskosten is opgenomen.

Tabel 2.3

Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per categorie voor de SCE 2026

Thema	WACC [nominaal / reëel] ^b
Zon-pv op kva, 60 kWp	4,9% / 2,9%
Zon-pv op gva, 250 kWp	4,8% / 2,7%
Zon-pv op gva, 2,5 - 10 MWp	4,4% / 2,3%
Wind op kva, 15 kW	4,9% / 2,9%
Wind op gva, ≤ 1 MW	4,8% / 2,7%
Wind op gva, > 1 MW	4,4% / 2,3%
Waterkracht, 50 kW	6,1% / 4,0%

^a Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [aandeel\ eigen\ vermogen] * [rendement\ op\ eigen\ vermogen] + [aandeel\ vreemd\ vermogen] * [rendement\ op\ vreemd\ vermogen] * [1 - vennootschapsbelasting]$.

^b Op basis van de Fisher-vergelijking geldt dat $[1 + reële\ WACC] = [1 + nominale\ WACC] / [1 + inflatie]$.

3 Zonne-energie

3.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

3.1.1 Categorieën voor zon-pv

Voor de SCE-regeling is het aantal door PBL geadviseerde categorieën de afgelopen jaren gestaag toegenomen. Van de oorspronkelijke twee categorieën in de SCE 2022 nam het aantal in de SCE 2025 toe tot zes categorieën voor zon-pv. In dit eindadvies SCE 2026 beschrijven we in totaal negen categorieën voor zon-pv. In lijn met de uitgangspunten van KGG, stellen we drie nieuwe categorieën met zon-pv op zwakke daken voor.

Verder stellen we aan KGG voor om de vermogensgrenswaarde van de categorieën bij 500 kWp te verhogen naar 1 MWp. Daarmee zou de categorie 15 kWp - 500 kWp op een grootverbruikersaansluiting zich over een grotere vermogensrange uitstrekken, van 15 kWp - 1 MWp en tegelijkertijd de categorieën met de hogere vermogens iets inkrimpen, namelijk naar 1 - 6 MWp. Onderliggende redenen hiervoor is dat we signalen kregen uit de markt dat de grenswaarde van 500 kWp beperkend was om tot grotere projecten te komen, en ook dat dit resulteerde in het in de tijd opknippen van grote projecten. De grootte van de referentie-installatie wijzigt hiermee ook (van 150 naar 250 kWp). Door schaafeffecten komt hierdoor het basisbedrag ook relatief lager te liggen. Met deze motivatie stellen we voor om de grenswaarde van 500 kWp te verhogen naar 1 MWp.

Voor grondgebonden installaties wordt natuurinclusiviteit standaard meegenomen. Vanaf 2026 zullen naar verwachting installaties die niet natuurinclusief zijn namelijk niet meer voorkomen. Voor zon-pv drijvend op water hebben we in de marktconsultatie signalen ontvangen dat natuurinclusiviteit ook in deze categorie van belang is. Dit geldt óók voor zandwinlocaties, maar niet voor (gesloten) regenwaterbassins bij bijvoorbeeld tuinbouwkassen. Er is een aantal praktische problemen dat uitrol van natuurinclusiviteit bij drijvende pv-systemen in de weg staat: het bepalen wat er nodig is aan maatregelen en de kosten daarvan, handhaving van de natuurinclusieve aspecten, maar ook de implementatie ervan in het lokale beleid. In dit advies voor de SCE 2026 beschrijven we ondanks de onzekerheid toch een aparte natuurinclusieve categorie voor zon-pv drijvend op water. Omdat hiervoor echter naar verwachting in 2026 nog geen implementatie- en handhavingseisen zijn vastgesteld, geven we KGG ter overweging om de categorie voor drijvende pv alleen zonder natuurinclusiviteit open te stellen.

Daarmee behandelen we in dit advies voor de SCE 2026 de nu volgende categorieën:

Ongewijzigd: Zon-pv (15 kWp - 100 kWp) aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (kva) zonder beperking op de netwerkaansluiting (aanneeme is 70% van het piekvermogen van de pv-panelen), met als referentie een 60kWp-systeem.

Nieuw: Zon-pv (15 kWp - 100 kWp) op zwakke daken, aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (kva) zonder beperking op de netwerkaansluiting (aanneeme is 70% van het piekvermogen van de pv-panelen), met als referentie een 60kWp-systeem.

Aangepast: Zon-pv (15 kWp - **1 MWp**) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen. Reeds in SCE 2025 bedroeg het gemiddelde vermogen van projecten ruim 250 kWp, daarom ligt het met de verruiming van de bovengrens voor de hand dit ook als referentie grootte aan te nemen. Hiermee volgen we de benadering die ook in SDE++ gehanteerd wordt. Deze categorie met referentie grootte 250 kWp geldt voor alle varianten: gebouwgebonden, grondgebonden en drijvende zon-pv.

Nieuw: Zon-pv gebouwgebonden (15 kWp - **1 MWp**) **op zwakke daken**, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 250kWp-systeem. Deze categorie geldt vanzelfsprekend alleen voor gebouwgebonden pv.

Aangepast: Gebouwgebonden zon-pv (**1 MWp** - 6 MWp) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 2,5MWp-systeem.

Nieuw: Gebouwgebonden zon-pv (**1 MWp** - 6 MWp) **op zwakke daken**, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 2,5MWp-systeem.

Aangepast: Grondgebonden zon-pv (**1 MWp** - 6 MWp) aangesloten op een grootverbruikersaansluiting van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 10MWp-systeem. Hierbij gaan we ervan uit dat het SCE-systeem deel uitmaakt van een groter project. Deze categorie bevat ook vergoedingen voor natuurinclusiviteit.

Aangepast: Zon-pv (1MWp - 6 MWp) drijvend op water, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting van ten hoogste 50% van het piekvermogen van de pv-panelen, met als referentie een 10MWp-systeem. Hierbij gaan we ervan uit dat het SCE-systeem deel uitmaakt van een groter project. In dit advies geven we naast de reguliere categorie ook de parameters en het basisbedrag voor een natuurinclusieve variant, hoewel dit op basis van de uitgangspunten (zie bijlage 1) niet nodig zou zijn. Voor een eventuele openstelling van deze categorie geven we KGG ter overweging mee, dat er naar verwachting in 2026 nog geen implementatie- en handhavingseisen zullen zijn vastgesteld voor natuurinclusieve pv-systemen drijvend op water.

3.1.2 Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

Bij de uitgangspunten (bijlage 1) worden twee vragen gesteld:

Het PBL wordt gevraagd om na te gaan of het gekozen referentieproject voor zon-pv van 500 kWp tot 6 MWp (in dit advies aangepast naar 1 – 6 MWp) ter grootte van 10 MWp nog steeds passend is. Relevante vraag hierbij is of de achterliggende aanname dat deze projecten vaak deel uitmaken van een groter project nog steeds juist is.

In het advies SCE 2024 hebben we voorgesteld om de toen ingevoerde uitbreiding van de SCE-categorieën te monitoren en daarbij tevens te kijken welke verschuivingen de ophoging van de bovengrens voor zon-pv in de SCE teweegbrengt in de markt en met name welk effect het op de SDE++ heeft. In tussentijdse adviezen kon daar moeilijk een antwoord op gegeven worden. Gezien het geringe aantal SCE-aanvragen voor deze grote categorieën in 2025 is dit nog steeds moeilijk te zeggen, maar we weten wel dat er in enkele gevallen combinaties met grotere SDE++-systemen aangevraagd zijn. De referentie van 10 MWp is ook mede gebaseerd op de definities die in de regeling SDE++ gebruik worden. We hebben geen aanwijzingen dat deze referentie gewijzigd dient te worden; dit is ook niet ingebracht bij de marktconsultatie.

Bij de categorie zon-pv op kleinverbruikersaansluiting wordt 100% netlevering vereist omdat bij niet-netlevering sprake zou zijn van overcompensatie als ook gebruik gemaakt wordt van de salderingsregeling. Vanaf 2027 wordt de salderingsregeling afgeschaft. KGG ontvangt graag advies over de implicaties hiervan voor projecten en mogelijkheden voor het passend stimuleren van projecten met eigen verbruik.

Eigen verbruik is gunstig voor de netinpassing van elektriciteit en helpt ook om het voorkomen van uren met negatieve elektriciteitsprijzen te verminderen. Zeker als afnemers ook het verbruik kunnen toespitsen op momenten dat de pv-installatie een hoog vermogen afgeeft, dus midden op de dag, met name in de maanden met veel zon. Het ligt voor de hand om dit eigen verbruik te stimuleren, maar zonder een bovenmatige hoeveelheid subsidie daaraan te koppelen. Vanwege de relatief hoge elektriciteitsprijzen in het kleinverbruikerssegment (dynamische prijzen en terugleverkosten buiten beschouwing gelaten) is de verwachting dat extra subsidie op eigen verbruik niet nodig is. De verwachting daarbij is dat het correctiebedrag in de kva-categorie zo hoog zou zijn dat in de praktijk nooit sprake is van subsidie op eigen verbruik. Daarom stellen we voor hier op dezelfde wijze mee om te gaan als bij SDE++, door geen subsidie te geven en geen apart correctiebedrag te berekenen.

3.1.3 Vragen uit de wijzigingsnotitie

In de SCE wijzigingsnotitie (maart 2025) is een aantal vragen gesteld. Deze vragen, die deels volgen uit de uitgangspunten die het ministerie aan PBL meegeeft voor SCE 2026, worden hieronder benoemd en beantwoord.

SCE-categorieën aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva) ontvangen op uren waarvoor een negatieve elektriciteitsprijs geldt geen SCE-subsidie. Daarom is er in SCE 2025 een verlaging van het aantal vollasturen doorgevoerd. Voor SCE 2026 wordt het PBL gevraagd te bezien of aangesloten kan worden bij de methodiek in de SDE++. In het advies SDE++ 2026 worden voorstellen gedaan (Lensink en Eggink, 2025), waar het kabinet voor de zomer op zal terugkomen. Graag horen we wat daarbij de ideeën van de markt zijn.

Deze vraag is inmiddels ingehaald door de werkelijkheid: er worden geen maatregelen genomen in SDE++, zoals aangekondigd in de Kamerbrief over de voorlopige resultaten van de regeling SDE++ 2024 en de openstelling 2025 (6 juni 2025)⁹. Voor ontwikkelaars van zon-pv en windenergie is SCE daarmee met de verlaging van het aantal vollasturen, zoals geïntroduceerd in de SCE 2025, gunstiger gepositioneerd dan SDE++.

In de marktconsultatie is de kwestie van de uren met negatieve elektriciteitsprijs wel besproken, vóórdat bovenstaande informatie bekend was. Hoewel het in de SCE 2025 geïntroduceerde mechanisme van het verlaagde aantal vollasturen als tegemoetkoming overwegend positief ontvangen werd, werd wel uitgekeken naar de structurele oplossing zoals voor SDE++ verwacht werd. Bovendien werd geconstateerd dat de gemaakte keuze voor het *gemiddelde* van de verwachte gemiste aantallen vollasturen over de 15-jarige bedrijfsperiode tot liquiditeitsproblemen leiden bij de huidige hoge aantallen uren met negatieve elektriciteitsprijs, wat vooral voor de minder draagkrachtige jonge coöperaties tot onmiddellijke problemen leidt.

⁹ [Kamerbrief over voorlopige resultaten regeling SDE++ 2024 en openstelling 2025](#), KGG, 6 juni 2025.

Van de natuurinclusieve grondgebonden categorie die is voorgesteld in het eindadvies SCE 2025, horen we graag of de kostenkanten passend zijn. Voor zon-pv drijvend op water is geen advies nodig over een natuurinclusieve categorie, omdat hier naar verwachting nog geen eisen voor zijn vastgesteld.

We hebben geen feedback ontvangen op de kanten voor de natuurinclusieve grondgebonden categorie in de SCE, maar inmiddels is wel het [eindrapport 'EcoCertified Solar Parks'](#) gepubliceerd door het consortium Zon in Landschap. In dit rapport is voor veldsystemen een variant met minimale eisen gedefinieerd en die eisen komen grotendeels overeen met de maatregelen voor natuurinclusiviteit die al in SDE++ en SCE gehanteerd worden voor grondgebonden zon-pv. De minimale eisen om in aanmerking te komen voor het Ecocertified label zijn afgebeeld in tabel 9.1 van bovengenoemd rapport. In de marktconsultatie is aangegeven dat minimale eisen de meest passende referentie zou zijn en we zien dat de genoemde punten grotendeels al meegewogen worden in SDE++ en SCE (zie ook tabel 3.3).

Is er in SCE behoefte aan een categorie voor zon-pv op zwakke daken? Zo ja, dan horen we daarbij ook graag of dit alleen voor zon-pv op gva moet gelden of ook voor zon-pv op kva.

Er was een duidelijk signaal dat een extra categorie voor zwakke daken wenselijk is, ook voor de systemen op kva. Zie paragraaf 3.2.1.

In het advies SCE 2026 zullen weer alle investeringskosten en jaarlijkse kosten herzien worden. Informatie over de hoogte ervan, inclusief de onderverdeling, is daarbij voor ons van belang. We zouden bijvoorbeeld graag meer in-zage krijgen in de kosten voor arbeid en installatie.

Een aantal kostenposten is in dit eindadvies geüpdatet. Zie verderop in dit hoofdstuk.

3.1.4 Wijzigingen in dit eindadvies

De volgende wijzigingen zijn in dit eindadvies SCE 2026 aangebracht ten opzichte van het eindadvies SCE 2025:

- Diverse kostenposten zijn gewijzigd, zie paragraaf 3.2
- De grenswaarde voor de gva-categorieën is verhoogd van 500 kWp naar 1 MWp, zie hierboven.

In de uitgangspunten voor SCE 2026 wordt voorgeschreven dat in de SCE het maximaal te subsidiëren basisbedrag wordt afgetopt op 0,15 euro/kWh. Deze grens is bij het begin van de SCE in 2022 gedefinieerd en nooit aangepast. Inmiddels zijn er meerdere ontwikkelingen die direct aangrijpen op de hoogte van het basisbedrag. Zo is er de verlaging van het aantal volmasturen, die leidt tot een hoger basisbedrag. Tevens zijn zowel de investeringskosten als de jaarlijkse kosten hoger ingeschat. Bovendien vindt met ingang van SCE 2026 de verrekening van de onbalanskosten niet meer via het correctiebedrag plaats, maar via een verhoogd basisbedrag (zie ook paragraaf 3.2.3). Ook leidt de vergoeding voor versteviging van zwakke daken tot een hoger basisbedrag. Tenslotte zou men kunnen beargumenteren dat de aftopgrens gecorrigeerd zou mogen worden voor inflatie, al is het een verdedigbare keuze om dat niet te willen doen. We geven aan KGG ter overweging om het uitgangspunt van de aftopwaarde kritisch te beschouwen, mede omdat in dit advies SCE 2026 meerdere bedragen hier overheen gaan.

Verder laten we deze wijziging in stand, die we in de SCE 2025 voor het eerst hebben toegepast: voor gebouwgebonden pv-categorieën wordt de kasstroom tot 15 jaar beperkt, dus de economische levensduur in het onrendabele-topmodel (OT-model) blijft voor deze categorieën 15 jaar.

3.2 Kostenbevindingen

In de analyse wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd, waarbij er voor de basisbedragen van de SCE rekening gehouden wordt met de afwijkende schaalgrootte en kostenstructuur van projecten ten opzichte van de SDE++. De aannames worden hieronder toegelicht.

De kosten voor pv-projecten in SCE worden bepaald in een peiljaar dat in de toekomst ligt. Hierdoor komen de aangenomen kosten zo goed mogelijk overeen met de kosten ten tijde van het tekenen van het contract met de installateur. Het peiljaar wordt per categorie gedefinieerd als het jaar voorafgaand aan het verstrijken van de realisatietermijn van de investering. Dit wordt verduidelijkt in tabel 3.1.

Tabel 3.1
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Pv < 1 MWp	Gebouwgebonden	2028	2027
	Grondgebonden		
	Drijvend op water		
Pv > 1 MWp	Gebouwgebonden	2029	2028
Pv > 1 MWp	Grondgebonden	2030	2029
	Drijvend op water		
	Drijvend op water natuurinclusief		

3.2.1 Investeringskosten

De inschatting van de toekomstige kostenontwikkeling voor pv-modules is erg onzeker door onder andere geopolitieke ontwikkelingen, importtarieven en voorraden van de producenten. Gecombineerd met het huidige lage niveau van de moduleprijs in vergelijking met afgelopen jaren en de achterliggende redenen daarvoor, veronderstellen we voor SCE 2026 geen verdere kostendaling, maar houden we de moduleprijzen op het niveau van medio 2025 (voor de peiljaren zoals hierboven weergegeven). Hieronder geven we puntsgewijs de deels geactualiseerde kostenposten die mede de investeringskosten bepalen:

- Prijs van pv-panelen wordt aangenomen als 115 euro/kWp en de omvormerprijs als 21 euro /kWp (prijspeil medio 2025).
- Notariskosten: 1.750 euro voor het vestigen van het recht van opstal.
- Bouwconstructierapporten: 1.250 euro.
- De afvalbeheerbijdrage voor zonnepanelen bedraagt 4 cent per kg, omgerekend 2 euro /kWp.
- Brutoproduktiemeter: 1.400 euro.
- Kosten afschakelapparatuur: 4 euro /kWp voor systemen <1 MWp en 1 euro /kWp voor systemen >1 MWp.
- Uitgaven voor installatiemateriaal en installatie-arbeid afhankelijk van de categorie tussen 200 en 300 euro/kWp.
- Kosten voor de opleverkeuring SCOPE 12, variërend tussen 600 euro voor de kleinste categorie en 3.000 euro voor de categorieën met groot vermogen. [SCOPE 12](#) is de inspectie van zonnestroominstallaties uit de Deelregeling Elektrisch Materieel van SCIOS, tot stand gekomen op voorspraak van het Verbond van Verzekeraars, Holland Solar en

- inspectiebedrijven. De inspectie is op initiatief van het Verbond van Verzekeraars, Holland Solar en inspectiebedrijven (vanuit de brancheorganisaties iKeur en Techniek Nederland).
- Opslag lokale karakter: voor de referentie-installatie van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting: 4 procent extra kosten voor de pv-installatie vanwege het lokale karakter van dit type kleine SCE-projecten. In SCE is, ook in voorgaande jaren, verondersteld dat de projecten veelal door kleinere bedrijven uitgevoerd worden, die minder op prijs concurreren dan grote landelijke bedrijven. Voor de referentie-installaties op een grootverbruikersaansluiting <1 MWp geldt eenzelfde maar lagere opslag van 2,5%.
 - Ontwikkelkosten: zie paragraaf 3.2.2.
 - De kosten voor netaansluiting variëren per categorie: 70 euro/kWp voor de categorie op een kleinverbruikersaansluiting (deze is aangesloten op 70% van het piekvermogen van de pv-panelen), 50 euro/kWp voor de gebouwgebonden categorieën en 100 euro/kWp voor de grondgebonden categorieën aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (aangesloten op 50% van het piekvermogen van de pv-panelen).
 - Bij de categorieën met extra steun om zwakkere daken geschikt te maken voor zonnepanelen: opslag voor versteviging van zwakke daken: 50 euro/kWp voor de categorieën <1 MWp en 30 euro/kWp voor de categorieën >1 MWp. Dit laatstgenoemde bedrag is conform SDE++, het eerstgenoemde is geschaald voor de kleinere referentie grootte van die categorieën.
 - Voor de categorie grondgebonden pv >1 MWp bedragen de extra kosten voor natuurinclusieve maatregelen 6,5 euro/kWp. Daarbovenop komen nog kosten voor het eigenlijke certificaat, voor beoordeling door onafhankelijke partijen en de uitgifte van het officiële certificaat door The Greenlabel Institute. Deze certificaatkosten¹⁰ bedragen eenmalig €4500 en voor deze categorie komt dat neer op 0,45 €/kWp in de investeringskosten, wat geen effect heeft op het (afgeronde) basisbedrag voor deze categorie. Voor drijvende pv >1 MWp bedragen de extra kosten voor natuurinclusieve maatregelen 3 euro/kWp. De jaarlijkse kosten voor natuurinclusieve veldsystemen zijn begroot op 2,0 euro/kWp/jaar, voor drijvende systemen is dat 1,5 euro/kWp/jaar. Bij de categorie <1 MWp wordt geen onderscheid gemaakt tussen dak, veld of drijvend, daarom worden daar geen kosten voor natuurinclusiviteit begroot.

De totale investeringskosten zoals aangenomen in SCE 2026 worden gepresenteerd in de volgende paragraaf.

3.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting 4.000 euro voor een 60kWp-installatie op een kleinverbruikersaansluiting en 11.000 euro voor een 250kWp-installatie. Deze bedragen zijn niet aangepast ten opzichte van SCE 2025. Voor de categorieën boven 1 MWp nemen we 5% van de investeringskosten als indicatie voor de voorbereidingskosten. Dit is licht lager dan de kosten zoals die voor de SCE-windcategorieën gehanteerd worden, vanwege lagere vergunningskosten en kortere doorlooptijd van projectontwikkeling bij zon-pv. Dit komt voor het referentieproject van 60 kWp neer op 67 euro/kWp, voor het systeem van 250 kWp op

¹⁰ Deze prijs is genoemd in het Ecocertified Onderbouwingsdocument, online beschikbaar via <https://www.thegreenlabelinstitute.org/ecocertifiedsolarparks>

44 euro/kWp en voor de pv-systemen tussen 1 en 6 MWp rond 25 euro/kWp. Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten.

Voor grondgebonden zon-pv- en drijvende pv-systemen nemen we de leges voor de omgevingsvergunning mee in de bepaling van de basisbedragen. Voor gebouwgebonden zon-pv is deze vergunning doorgaans niet nodig. Daarom hebben we dit nu noch in eerdere adviezen in de voorbereidingskosten van SCE beschouwd. Voor leges nemen we een kostenniveau van 2% van de investeringskosten aan ofwel circa 10 euro/kWp.

Tabel 3.2 toont een overzicht van de investeringskosten zoals gerapporteerd in paragraaf 3.2.1 en de voorbereidingskosten zoals in deze paragraaf beschreven. Ten opzichte van de bedragen in SCE 2025 nemen de investeringskosten in de SCE 2026-categorieën tot 15% toe door de hierboven beschreven actualisatie.

Tabel 3.2

Overzicht van de totale investeringskosten inclusief voorbereidingskosten

Investeringskosten	SCE 2025 [€/kWp]	SCE 2026 [€/kWp]
Zon-pv 15 - 100 kWp (kva, netaansluiting 70%)	665	710
Zon-pv 15 - 100 kWp op zwak dak (kva, netaansluiting 70%)	-	760
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp (gva, netaansluiting 50%, nieuwe referentie)	585	589
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp op zwak dak (gva, netaansluiting 50%)	-	639
Zon-pv 1 - 6 MWp (gebouwgebonden, gva, netaansluiting 50%)	487	525
Zon-pv 1 - 6 MWp op zwak dak (gebouwgebonden, gva, netaansluiting 50%)	-	555
Zon-pv 1 - 6 MWp (grondgebonden, gva, netaansluiting 50%)	449	517
Zon-pv 1 - 6 MWp (drijvend, gva, netaansluiting 50%)	515	587
Zon-pv 1 - 6 MWp natuurinclusief (drijvend, gva, netaansluiting 50%)	516	590

3.2.3 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De jaarlijkse O&M-kosten zijn minder afhankelijk van de wereldwijde ontwikkelingen dan de toekomstige kostenontwikkeling voor pv-modules. Voor de SCE 2026 zijn de kostenposten opnieuw bezien en zo zijn er wijzigingen doorgevoerd voor verzekeringskosten, administratiekosten, en periodieke keuringen. Voor de meeste categorieën is de inschatting van de jaarlijkse kosten toegenomen (tot 20% voor de categorie met een kleinverbruikersaansluiting). Door de ophoging van de grootte van de referentie-installatie in de categorie met een grootverbruikersaansluiting <1 MWp resulteert hier juist een daling van de specifieke jaarlijkse kosten (-9%).

Een aanpassing betreft de kosten voor verzekeringen: in voorgaande adviezen voor de SCE hebben we steeds aangenomen dat een energiecoöperatie meerdere zonneprojecten heeft, waardoor met name de kosten voor de aansprakelijkheidsverzekeringen voor bedrijf en bestuurders niet allemaal ten laste van één project kwamen. Gezien de huidige trage ontwikkeling van coöperatieve zonneprojecten, het feit dat er veel opstartende partijen zijn, en dat vve's doorgaans maar één project hebben, nemen we dit in het SCE 2026-advies niet langer aan. Hierdoor stijgen de aangenomen specifieke kosten hiervoor ten opzichte van het SCE 2025-advies.

Voor de omvormervervanging worden eenmalige onderhoudskosten in jaar 13 meegenomen. Daarbij houden we de kosten gelijk aan die van 2025 (geen kostendaling), al nemen we wel schaafeffecten mee.

Voor het advies SCE 2026 hebben we de waardes voor de vaste operationele kosten bepaald zoals vermeld in tabel 3.3. De tabel toont afgeronde waardes.

Tabel 3.3

Overzicht van vaste operationele kosten voor zon-pv-systemen [€/kWp/jaar]

	60 kWp	250 kWp	2,5 MWp op dak	10 MWp in veld	10 MWp drijvend	10 MWp drijvend natuur- inclusief
	(kva)	(gva)	(gva)	(gva)	(gva)	(gva)
O&M-kosten	7,3	5,2	5,0	4,0	6,0	6,0
Dakhuur of pacht	8,0	8,0	5,0	5,5	5,0	5,5
Netwerkaansluiting ^{a)}	0,0	3,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Afschakelapparatuur	0,0	2,4	0,2	0,1	0,1	0,1
OZB	1,9	1,8	1,7	1,9	2,2	2,2
Herkeuring	3,1	0,8	0,2	0,1	0,1	0,1
Pv-verzekering	8,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Aansprakelijkheidsverzekeringen (bedrijf & bestuurders)	10,0	3,6	0,9	0,2	0,2	0,2
Deskundig beheer en monitoring toepassen	-	-	-	1	-	1
Extensief beheerde flora (maaien en afvoeren)	-	-	-	1,5	-	-
Administratiesysteem	1,3	0,6	0,04	0,01	0,01	0,01
Boekhouding	2,6	0,7	0,1	0,02	0,02	0,02
Totaal jaarlijkse kosten SCE 2026	43,5	29,2	18,2	20,8	19,6	21,1
Totaal jaarlijkse kosten bij lichte dakaanpassing	43,6	29,3	18,3	-	-	-
Totaal jaarlijkse kosten SCE 2025	36,3	32,0	17,9	15,7	17,9	18,9

a) Een netaansluiting van 70% voor kva en 50% voor gva.

De variabele operationele kosten zijn identiek voor alle categorieën zon-pv. Beschouwde kosten zijn de transactiekosten van 0,0029 euro/kWh, zoals in voorgaande adviezen voor de SCE ook al gehanteerd. Vanaf de SCE 2026 worden de onbalanskosten niet meer verrekend in het correctiebedrag via de factor voor profiel- en onbalanskosten (PO-factor). Vanaf de SCE 2026 worden deze kosten meegenomen in de variabele operationele kosten. Voor de onbalanskosten wordt gerekend met 0,0070 euro/kWh. De totale variabele operationele kosten bedragen hiermee voor alle pv-categorieën 0,0099 euro/kWh.

3.2.4 Vollaasturen

In het eindadvies SCE 2025 is uitgebreid stilgestaan bij het effect van de uren met negatieve prijs op het aantal vollaasturen. In de marktconsultatie is de kwestie van de uren met negatieve elektriciteitsprijs besproken. Het in SCE 2025 geïntroduceerde mechanisme van het verlaagde aantal vollaasturen als tegemoetkoming wordt overwegend positief ontvangen, maar ook constateren geconsulteerde partijen dat de gemaakte keuze voor het gemiddelde van de verwachte gemiste aantallen vollaasturen over de 15-jarige bedrijfsperiode tot liquiditeitsproblemen leidt bij de huidige hoge aantallen uren met negatieve elektriciteitsprijs. Dat zal vooral voor de minder draagkrachtige jonge coöperaties tot onmiddellijke problemen leiden.

Voor kleine projecten is het lastiger om cashflowproblemen te managen. Door banking kan misgelopen productie weliswaar inlopen worden, maar in de eerste jaren zal het lastig zijn om aan de betalingsverplichtingen te kunnen voldoen. Het aantal vollaasturen voor zon-pv dat we voor de

berekening van het basisbedrag gebruiken, zouden we we nog verder kunnen verlagen om de genoemde liquiditeitsproblemen verder af te zwakken. Hierdoor zal de benodigde subsidie ook met het huidige hoge aantal negatieve-prijsmomenten bij minder subsidiabele productie toch geïncasseerd kunnen worden. Zie ook de discussie in paragraaf 3.1.3. Dit heeft echter tot gevolg dat de kans groter is dat er overstimulering gaat optreden in latere jaren, door de extra elektriciteitsverkoop mocht het aantal negatieve-prijsmomenten weer afnemen. Om deze overwinst dan weer terug te claimen door de subsidieverlener, zouden door flexibele aanpassingen doorgevoerd kunnen worden via een verhoging op het correctiebedrag. Deze optie wordt daarmee zeer complex, zowel voor de subsidieverstrekker als voor de subsidieontvanger. We adviseren daarmee deze optie niet door te voeren. Het advies voor de SCE 2026 heeft daarom ook het aantal vollasturen voor de categorieën niet aangepast vanwege het optreden van negatieve prijzen ten opzichte van het SCE 2025.

Mocht KGG hiervoor nu of in toekomstige openstellingrondes wel wensen te kiezen, dan ligt het voor de hand om het aantal vollasturen zo te kiezen dat gevelsystemen op oost en west er ook een businesscase uit kunnen halen, door te rekenen met een aantal vollasturen van 600 uur/jaar voor de subsidiabele jaren 1-15 en 530 uur/jaar voor jaren 16-20 daarna. De verticale oost-westopstellingen zijn daarbij niet helemaal gevrijwaard van momenten met negatieve prijzen. Wanneer op grote schaal oost-westsystemen geplaatst worden, is een ander nadeel daarbij dat de businesscase voor de niet-verticaal geplaatste systemen verder zal verslechteren.

Een overzicht van de vollasturen voor de SCE 2026 wordt in tabel 3.6 weergegeven. Deze zijn ongewijzigd ten opzichte van de SCE 2025. Voor gebouwgebonden zon-pv in de SCE worden de kasstromen na jaar 15 niet meer beschouwd, vandaar dat daar geen aantal vollasturen genoemd staat.

Tabel 3.6

Vollasturen voor de categorieën voor zon-pv met een netaansluiting met een vermogen van 70% (kva) en 50% (gva) van het piekvermogen van de pv-panelen

Type installatie	Jaren 1 t/m 15	Jaren 16 t/m 20
Zon-pv op kva (netaansluiting 70% van het pv-vermogen)	900	n.v.t.
Gebouwgebonden zon-pv op gva (netaansluiting 50%)	730	n.v.t.
Grondgebonden zon-pv of zon-pv drijvend op water op gva (50%)	740	690

3.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 3.7 tot en met tabel 3.13 voor de genoemde categorieën en referentiesystemen.

Tabel 3.7

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 100 kWp op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in SCE 2026 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 70% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	60	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (n.v.t.)	900 (n.v.t.)
Investeringskosten ^{a)}	[€kWp]	665	710
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	67	67
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	36,3	43,5
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	900	840
Afsluitprovisie	[€]	1.000	1.000

a) Inclusief voorbereidingskosten

Tabel 3.7

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 - 100 kWp op zwak dak op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in SCE 2026 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 70% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	-	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	900 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€kWp]	-	760
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	-	67
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	43,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	840
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.8

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 kWp - 1 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen. Merk op dat de aanname voor de installatiegrootte in SCE 2026 wijzigt

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	150	250
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	730 (n.v.t.)	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	585	589
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	73	44
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	32,0	29,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	2.250	3.500
Afsluitprovisie	[€]	1.000	1.000

Tabel 3.8

Technisch-economische parameters voor zon-pv met een piekvermogen van 15 kWp - 1 MWp op zwak dak op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2027 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	-	250
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	-	639
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	-	44
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	29,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	3.500
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.9

Technisch-economische parameters voor gebouwgebonden zon-pv met een piekvermogen van 1 - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	2500	2500
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	730 (n.v.t.)	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	487	525
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	23	25
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	17,9	18,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	35.000	32.500
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.9

Technisch-economische parameters voor gebouwgebonden zon-pv met een piekvermogen van 1 - 6 MWp op zwak dak op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2028 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	-	2500
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	730 (n.v.t.)
Investeringskosten	[€/kWp]	-	555
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	-	25
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	-	18,3
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	32.500
Afsluitprovisie	[-]	-	1% op lening

Tabel 3.10

Technisch-economische parameters voor grondgebonden zon-pv met een piekvermogen van 1 - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2029 als peiljaar voor de investeringskosten. Netaansluiting is 50% van het vermogen van de pv-panelen. Dit systeem gaat uit van extra eisen en steun voor maatregelen ter bevordering van natuurinclusiviteit

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	10000	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	740 (690)	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	449	517
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	21	24
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	15,7	20,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	130.000	120.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.12

Technisch-economische parameters voor zon-pv drijvend op water met een piekvermogen van 1 - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2029 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	10000	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	740 (690)	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	515	587
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp]	24	27
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	17,9	19,6
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	130.000	120.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

Tabel 3.13

Technisch-economische parameters voor natuurinclusieve zon-pv drijvend op water met een piekvermogen van 1 - 6 MWp op een grootverbruikersaansluiting (gva) in SCE 2026 met 2029 als peiljaar voor de investeringskosten

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Installatiegrootte	[kWp]	10000	10000
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	740 (690)	740 (690)
Investeringskosten	[€/kWp]	516	590
waarvan voorbereidingskosten	[€/kWp/jaar]	24	27
Vaste O&M-kosten	[€/kWp/jaar]	18,9	21,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0099
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	130.000	120.000
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

4 Windenergie

4.1 Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen

De referentie-installaties voor windenergie op land in het kader van dit advies zijn:

- kleinschalige windenergie-installaties, 15 kW, aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting.
- kleinschalige windenergie-installaties, 1.000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting.
- grootschalige windenergie-installaties, tot 6.000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gebaseerd op een referentie-grootte van 4.500 kW).

De volgende wijzigingen zijn in dit SCE 2026-advies aangebracht ten opzichte van het SCE 2025-advies:

- de investeringskosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.1).
- de jaarlijkse operationele kosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.3).

In de SCE 2025 bedroeg het maximale vermogen van coöperatieve windprojecten 6.000 kW, voor het SCE 2026-advies hebben we dit onveranderd verondersteld.

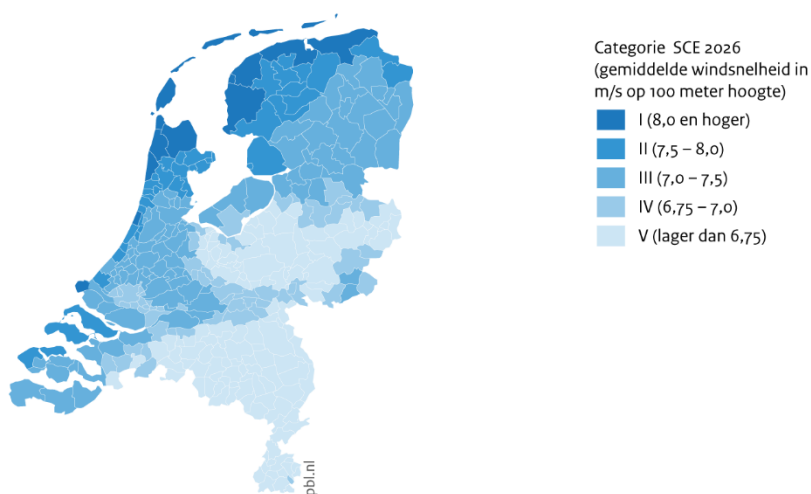
Net als bij de SDE++ wordt bij de SCE voor de berekening van de vollasturen gebruikgemaakt van windklassedifferentiatie. Figuur 4.1 toont de windkaart met op gemeentelijk niveau gedifferentieerde windklassen. Windklassedifferentiatie is van toepassing op grootschalige referentie-installaties, waarbij we de ondergrens van de windklasse vertalen naar een windsnelheid op ashoogte. Voor de 15kW-referentie hanteren we een gemiddeld aantal vollasturen en maken we dus geen onderscheid naar windklassen.

Er is een verschil tussen het windsnelheidsregime op de kaart en de werkelijke windsnelheid op ashoogte. Dat heeft te maken met het terugschalen van de 100m-referentiehoogte naar de ashoogte van de turbine. Een typische 900kW-turbine heeft een ashoogte van 50 meter, terwijl een 15kW-turbine op 15 meter zit. De 7,0 m/s op de windkaart vertaalt zich naar ongeveer 6 m/s op de ashoogte van een 900kW-turbine en naar ongeveer 5 m/s op de ashoogte van een 15kW-turbine. Samen met de keuze van de rotordiameter heeft dit weer gevolgen voor het aantal vollasturen dat een turbine draait in een jaar en daarmee op de totale jaarlijkse elektriciteitsproductie.

De differentiatie per windklasse is van toepassing op de grootschalige-referentie-installaties en niet op de 15kW-referentie-installatie. De reden hiervoor is dat er onvoldoende robuuste en publiek beschikbare informatie is over de turbines in de laatstgenoemde categorie.

Figuur 4.1

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO

Toenemend aantal negatieve elektriciteitsprijzen in de SCE

De afgelopen jaren hebben een stijgende trend laten zien in voorkomen van uren met een negatieve elektriciteitsprijs, met 85 in 2022, 316 in 2023 en 458 negatieve uren in 2024. De verwachting is dat we in 2025 en jaren daarna vaker negatieve uren zullen zien. Deze negatieve elektriciteitsprijzen zijn een aanleiding voor producenten om hun installaties af te schakelen, waardoor ze minder vol-lasturen daadwerkelijk leveren dan volgens verwachtingen. Hierdoor worden de inkomsten van producenten overschat. Dit geeft een vertekend financieel beeld, waardoor de financiering van windenergieprojecten minder haalbaar zullen zijn. Dit verschijnsel heeft meer invloed op de zonne-energiecategorieën, maar veroorzaakt toch ook een negatief effect op de werkelijke haalbaarheid van windenergieprojecten in de SCE. Eventuele aanpassingen die voor zon-pv worden doorgevoerd, zullen op een vergelijkbare manier toegepast moeten worden op de windenergiecategorieën, waarbij wel rekening gehouden wordt met de verschillen tussen windenergie en zon-pv.

4.2 Kostenbevindingen

In de berekening wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Uit markt- en brancherapporten komt naar voren dat het aantal windenergieprojecten, ontwikkeld door wind-energiecoöperaties in Nederland, relatief beperkt is (HIER & RVO 2023), zowel qua omvang als qua vermogen. In dit rapport kijken we naar meer differentiatie in de turbinekeuzes met het oog op de kosteneffectiviteit van windenergieprojecten.

4.2.1 Voorbereidingskosten

Voorbereidingskosten worden in de SCE beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Specifiek voor coöperaties geldt dat er vanwege de kleine schaal van projecten een substantiële hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving. Dit uit zich vooral in de voorbereidingskosten. Hierbij zien we dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten van coöperatieve windenergieprojecten 5 tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen, evenals in voorgaande adviezen. De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de complexiteit en de grootte van projecten en wel aflopend bij grotere projecten en gebundelde kleinere projecten.

Voorbereidingskosten voor een windenergieproject zijn onder meer kosten gerelateerd aan het aantrekken van leden, kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, vergunningen, promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving. Tabel 4.1 laat voor de referentie-installaties zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten is.

Tabel 4.1

Voorbereidingskosten windenergie op land voor de drie referentie-installaties

Referentie-installatie	Absolute kosten [€]	Relatieve kosten [€/kW]
15 kW, kleinverbruikersaansluiting	2.000	133
1.000 kW, grootverbruikersaansluiting	200.000	200
4.500 kW, grootverbruikersaansluiting	450.000	100

4.2.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

Operationele kosten zijn jaarlijkse kosten die in het SCE-advies worden uitgedrukt als het gemiddelde over de exploitatieperiode van 20 jaar. Ze zijn samengevat in tabel 4.2 en tabel 4.3. Variabele operationele kosten, of exploitatiekosten, omvatten garantie- en onderhoudskosten, grondkosten en de transactiekosten. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor de transactiekosten. In lijn met de uitgangspunten van het ministerie van KGG zijn de grondkosten vastgesteld op 0,0024 euro/kWh, na een correctie voor de inflatie sinds de SCE 2025. Voor de onbalanskosten wordt sinds de SCE 2026 gerekend met 0,0070 euro/kWh. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor het 15kW-referentieproject uit op 0,0305 euro/kWh, voor 1.000 kW op 0,0254 euro/kWh en voor een 4.500kW-referentieproject op 0,0203 euro/kWh.

Tabel 4.2

Variabele operationele kosten windenergie op land voor de drie referentie-installaties [€/kWh]

Component	15 kW (kva)	1.000 kW (gva)	4.500 kW (gva)
Garantie en onderhoudskosten	0,0182	0,0131	0,0080
Grondkosten	0,0024	0,0024	0,0024
Opslag voor transactiekosten	0,0029	0,0029	0,0029
Onbalanskosten	0,0070	0,0070	0,0070
Totaal variabele operationele kosten	0,0305	0,0254	0,0203

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor onder andere: administratie, verzekering (WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering), netinstandhoudingskosten en OZB.

De administratiekosten hebben betrekking op het functioneren van de energiecoöperatie. De vaste operationele kosten zijn samengevat in Tabel 4.3.

Tabel 4.3

Overzicht van vaste operationele kosten voor de drie referentie-installaties [€/kW/jaar]

Component	15 kW (kva)	1.000 kW (gva)	4.500 kW (gva)
Netinstandhoudingskosten	0,0	0,8	2,0
OZB	0,6	1,6	1,6
Verzekeringen ^{a)}	4,8	5,0	3,0
Eigen verbruik	0,3	0,2	0,2
Administratiekosten (inclusief boekhouding)	10,2	4,5	5,6
Land- en wegenonderhoud	1,0	0,2	0,1
Bestuurdersaansprakelijkheid	2,8	1,5	2,0
Vleermuis- en vogeldetectie	-	-	0,5
Totaal	19,7	13,8	15,0

a) Stilstandverzekering, WA-verzekering, machinebreukverzekering

4.2.3 Opbrengsten windenergie

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het onrendabele-topmodel. Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Deze opbrengsten worden in hoge mate bepaald door het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines. Ter ondersteuning wordt daarom gebruikgemaakt van een turbinemodel.

In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor een portfolio van turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine en de jaargemiddelde windsnelheden. In het turbinemodel wordt de windsnelheid (op een hoogte van 100 meter) gecorrigeerd voor de windsnelheid op ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Aan de hand van de uitkomsten van het turbinemodel wordt een algemene inschatting gemaakt van de basisbedragen en energieopbrengsten per windenergiecategorie.

4.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor de windenergie-referentie-installatie van 15 kW op een kleinverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.4. De technisch-economische parameters voor de windenergie-referentie-installatie van 1.000 kW en 4.500 kW op een grootverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.5 en 4.6 respectievelijk.

Tabel 4.4

Technisch-economische parameters windenergie op land, 15 kW, kleinverbruikersaansluiting

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Vermogen	[kW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW]	2.900	2.960
waarvan voorbereidingskosten	[€/kW]	133	133
Vollasturen	[uur/jaar]	2.140	2.140
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	19,7	19,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0230	0,0305
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening (VV)	1% op lening (VV)

Tabel 4.5

Technisch-economische parameters windenergie op land, 1.000 kW, grootverbruikersaansluiting

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Vermogen	[kW]	1.000	1.000
Investeringskosten	[€/kW]	2.240	2.290
waarvan voorbereidingskosten	[€/kW]	200	200
Vollasturen	[uur/jaar]	1.380 - 2.250	1.380 - 2.070
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	13,8	13,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0180	0,0254
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening (VV)	1% op lening (VV)

Tabel 4.6

Technisch-economische parameters windenergie op land, 4.500 kW, grootverbruikersaansluiting

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Vermogen	[kW]	4.500	4.500
Investeringskosten	[€/kW]	1.580	1.580
waarvan voorbereidingskosten	[€/kW]	100	100
Vollasturen	[uur/jaar]	2.425 - 3.575	2.280 - 3.300
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	14,9	15,0
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0126	0,0203
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening (VV)	1% op lening (VV)

5 Waterkracht

5.1 Beschrijving referentie-installatie

De SCE-categorie in dit hoofdstuk betreft elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming. Het betreft nieuwe installaties, geen renovatie van bestaande locaties. In de wijzigingsnotitie SCE 2026 hebben we aangegeven dat de categorie waterkracht in SCE 2026 geen zekerheid is. Gezien het gebrek aan SCE-aanvragen in de categorie waterkracht in de afgelopen jaren vroegen we of marktpartijen of energiecoöperaties waterkrachtprojecten in voorbereiding hebben en wat daar de kentallen bij zijn. Onderliggende vraag uit de uitgangspunten daarbij was dat KGG ons gevraagd heeft te adviseren over het al dan niet openstellen van de categorie waterkracht in de SCE 2026.

In de marktconsultatie zijn gemengde signalen gegeven. Enerzijds dat het belangrijk is om de bovengrens van de categorie waterkracht te verhogen. Anderzijds hebben we geen concrete en uitgewerkte plannen ontvangen van projecten die in voorbereiding zijn. Daarom geven we aan KGG ter overweging om waterkracht in de SCE 2026 niet open te stellen. Bij voldoende aanleiding kan de categorie waterkracht weer geopend worden in volgende SCE-rondes.

In geval van opname van waterkracht in de SCE 2026, adviseren we wel om de bovengrens voor waterkracht aan te passen. Tegemoetkomen aan de genoemde marktwensen zal de waarschijnlijkheid van nieuwe projectontwikkeling in de SCE doen toenemen, ook omdat in SDE++ 2025 drie van de oorspronkelijk vier categorieën waterkracht niet meer opengesteld zijn.

Om bovengenoemde redenen stellen we voor om in SCE 2026 de bovengrens van de vermogensrange te verhogen van 150 kW naar 1 MW. De categorie wordt zodoende vergroot van 15 – 150 kW naar 15 kW – 1 MW. We geven KGG daarbij ter overweging om de ledeneis aan te passen, zodat het grotere vermogen niet leidt tot onhaalbare aantallen aan verplichte deelnemers. Daarbij kan gedacht worden aan het gelijkstellen van waterkracht met zon-pv en windenergie: 1 lid per 5 kW aan vermogen. Een installatie van 1 MW heeft daarmee 200 leden nodig.

We zien onvoldoende aanleiding om de referentie-installatie voor waterkracht van 50 kW aan te passen op de grotere vermogensrange. Hoewel er onvoldoende informatie beschikbaar over is voor robuuste uitspraken, heeft een waterkrachtproject in Nederland een vaak zeer lokaal karakter en daarmee onderscheidend kostenniveau. Daarom zal de referentie grootte het best gebaseerd kunnen worden op projecten die wat verder gevorderd zijn in de planontwikkeling. Op basis van informatie uit de marktconsultatie zou de referentie dan in latere openstellingsrondes op een hoger vermogen bepaald kunnen worden. Een hoger vermogen correspondeert typisch met een lagere subsidiebehoefte door schaalvoordelen.

De marktconsultatie heeft geen nieuwe inzichten opgeleverd voor wat betreft de technisch-economische parameters en daarom zijn de kostenparameters ongewijzigd ten opzichte van het advies SCE 2025. In lijn met eerdere jaren rekenen we met een levensduur voor elektriciteit uit waterkracht van 15 jaar. Voor waterkrachtprojecten zien we geen significant voordeel door economische restwaarde en verdisconteren we deze zodoende niet in de cashflow.

5.2 Kostenbevindingen

5.2.1 Investeringskosten

In de investeringskosten nemen we behalve de techniekkosten ook de kosten voor de netwerkaansluiting, notariskosten, bouwconstructierapporten en voorbereidingskosten mee. Inclusief voorbereidingskosten bedragen de investeringskosten 6.580 euro/kW.

5.2.2 Voorbereidingskosten

De projectvoorbereidingskosten, of ontwikkelkosten, voor het referentieproject van 50 kW bedragen 1.300 euro/kW. Hierin nemen we mee de kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving, ecologisch vooronderzoek (en visvriendelijkheid) en tevens de kosten van vergunningen.

5.2.3 O&M-kosten

In lijn met de SDE++-adviezen nemen we opslagen voor transactiekosten als variabele O&M-kosten mee in de analyse.

5.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5.1 voor het referentiesysteem. Zoals in de tekst beschreven geven we aan KGG ter overweging om deze categorie niet open te stellen omdat we geen concrete en uitgewerkte projecten aangeleverd hebben gekregen.

Tabel 5.1

Technisch-economische parameters waterkracht, categoriegrootte 15 kW - 1 MW (referentie 50 kW)

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2025	Advies SCE 2026
Vermogen	[kW]	50	50
Investeringskosten inclusief ontwikkelkosten	[€/kW]	6.580	6.580
Vollasturen	[uur/jaar]	5.000	5.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	110	110
Opslag voor transactiekosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Afsluitprovisie	[-]	1% op lening	1% op lening

6 Cijfermatig overzicht

6.1 Basisbedragen en vollasturen

Tabel 6.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2026. Ter vergelijking worden ook de basisbedragen van SCE 2025 getoond. Omdat de aantallen vollasturen in SCE 2025 en SCE 2026 hetzelfde blijven, worden vooral de kostenontwikkelingen in de verandering in basisbedragen gereflecteerd. Voor alle categorieën zijn de basisbedragen hoger geworden dan in SCE 2025. De toelichting hiervoor is te vinden in hoofdstukken 2 (financiering), 3 (zon-pv), 4 (wind-energie) en 5 (waterkracht).

Tabel 6.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2026

Categorie	Basis- bedrag SCE 2025 [€/kWh]	Vollasturen SCE 2026 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2026 [€/kWh]
Zon-pv 15 – 100 kWp (kva, net 70%, referentie 60 kWp)	0,127	900	0,149
Zon-pv 15 – 100 kWp op zwak dak (kva, net 70%, referentie 60 kWp)	-	900	0,155
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp (gva, net 50%, referentie 250 kWp)	0,135	730	0,140
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp op zwak dak (gva, net 50%, referentie 250 kWp)	-	730	0,147
Zon-pv gebouwgebonden 1 – 6 MWp (gva, net 50%, referentie 2,5 MWp)	0,097	730	0,111
Zon-pv gebouwgebonden 1 – 6 MWp op zwak dak (gva, net 50%, referentie 2,5 MWp)	-	730	0,116
Zon-pv grondgebonden 1 – 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	0,080	740	0,106
Zon-pv drijvend op water 1 – 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	0,093	740	0,114
Zon-pv drijvend op water natuurinclusief 1 – 6 MWp (gva, net 50%, referentie 10 MWp)	0,095	740	0,117
Windenergie, 15 kW op kva	0,172	2140	0,187
Windenergie, 1 MW – windsnelheid ≥ 8,00 m/s op gva	0,133	2070	0,146
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 – 8,00 m/s op gva	0,154	1760	0,168
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 – 7,50 m/s op gva	0,165	1630	0,180
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 – 7,00 m/s op gva	0,178	1500	0,193
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,192	1380	0,208
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid ≥ 8,00 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,060	3300	0,069
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 7,50 – 8,00 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,066	2950	0,076
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 7,00 – 7,50 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,073	2660	0,082
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid 6,75 – 7,00 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,078	2450	0,088
Windenergie, tot 6 MW – windsnelheid < 6,75 m/s (referentie 15 MW, gva)	0,084	2280	0,094
Waterkracht, 50 kW	0,175	5000	0,177

6.2 Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen

De voorlopige correctiebedragen worden berekend als voortschrijdend gemiddelde van de relevante elektriciteitsprijs EPEX over de periode 1 september 2024 tot en met 31 augustus 2025, inclusief de waarde van GvO's van 0,002 euro/kWh. De basiselektriciteitsprijzen worden berekend als tweederde van de langetermijnprijs, de gemiddelde prijs in de komende 15 jaar exclusief inflatie, op grond van de Klimaat- en energieverkenning 2025 van PBL. Voor eigen gebruik worden zowel bij de correctiebedragen als bij de basiselektriciteitsprijzen de vermeden energiebelasting opgeteld. Dit betreft de derde schijf van de energiebelasting in 2025.

Voor de elektriciteitsprijs in de correctiebedragen wordt onderscheid gemaakt tussen de gemiddelde prijs inclusief momenten met een negatieve prijs en de gemiddelde elektriciteitsprijs exclusief momenten met een negatieve prijs. Voor de SCE 2026 is de gemiddelde elektriciteitsprijs exclusief negatieve-prijsmomenten van toepassing. Bij windenergie wordt verder rekening gehouden met de profielkosten die voor wind op land gemaakt worden. Bij zon-pv wordt gerekend met de profielkosten die gepaard gaan met zon-pv-productie. De onbalanskosten voor windenergie en zon-pv worden met ingang van SCE 2026 niet meer via de correctiebedragen verrekend, maar deze worden meegenomen als opslag op de variabele operationele kosten.

Voor zon-pv op gva is niet-netlevering (eigen verbruik) toegestaan en daar geldt een apart correctiebedrag voor. Voor zon-pv op kva was tot en met SCE 2025 niet-netlevering niet toegestaan, maar omdat de salderingsregeling per 1 januari 2027 vervalt is vanaf dat moment voor deze categorie niet-netlevering wel toegestaan in SCE 2026. Deze productie is echter niet subsidiabel, dus er is geen apart correctiebedrag voor gedefinieerd.

Tabel 6.2

Overzicht correctiebedragen en basisprijzen SCE 2026 [€/kWh]

Omschrijving categorie	Basiselektri- citeitsprijs	Voorlopig cor- rectiebedrag 2026 (incl. GvO) netlevering	Voorlopig cor- rectiebedrag 2026 (incl. GvO) niet- netlevering
Zon-pv 15 – 100 kWp op kva (<i>kva, referentie 60 kWp, net 70%</i>)	0,035	0,070	n.v.t.
Zon-pv 15 – 100 kWp, zwak dak op kva (<i>kva, referentie 60 kWp, net 70%, zwak dak</i>)	0,035	0,070	n.v.t.
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp (<i>gva, referentie 250 kWp, net 50%</i>)	0,047	0,075	0,132
Zon-pv 15 kWp – 1 MWp, zwak dak (<i>gva, referentie 250 kWp, net 50%, zwak dak</i>)	0,047	0,075	0,132
Zon-pv gebouwgebonden 1 - 6 MWp (<i>gva, referentie 2,5 MWp, net 50%</i>)	0,047	0,075	0,111
Zon-pv gebouwgebonden 1 - 6 MWp, zwak dak (<i>gva, referentie 2,5 MWp, net 50%, zwak dak</i>)	0,047	0,075	0,111
Zon-pv grondgebonden 1 - 6 MWp (<i>gva, referentie 10 MWp, net 50%</i>)	0,047	0,075	0,111
Zon-pv drijvend op water 500 kWp - 6 MWp (<i>gva, referentie 10 MWp, net 50%</i>)	0,047	0,075	0,111
Zon-pv drijvend op water 500 kWp - 6 MWp, natuurinclusief (<i>gva, referentie 10 MWp, net 50%</i>)	0,047	0,075	0,111
Windenergie, 15 kW op kva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid $\geq 8,00$ m/s, op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, 1 MW – windsnelheid $< 6,75$ m/s op gva	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid $\geq 8,00$ m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Windenergie, tot 6MW – windsnelheid $< 6,75$ m/s (<i>referentie 15 MW, gva</i>)	0,038	0,082	n.v.t.
Waterkracht 15 kW - 1 MW	0,050	0,091	n.v.t.

Afkortingen

DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> , de dekkingsgraad van de lening
ECB	Europese Centrale Bank
EV	eigen vermogen
gva	grootverbruikersaansluiting
GvO	Garantie van Oorsprong
HCIP	<i>harmonised index of consumer prices</i> , consumentenprijsindex
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRS	<i>Interest rate swap</i> , renteruilcontract
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
kva	kleinverbruikersaansluiting
O&M	<i>operation and maintenance</i> , bedrijfsvoering en onderhoud
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PO	Profiel en Onbalans
RVO	Rijksdienst voor ondernemend Nederland
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
VV	vreemd vermogen
vve	Vereniging van eigenaren
WACC	<i>weighted cost of capital</i> , gewogen kapitaalsvergoeding

Referenties

CPB (2025), Verzamelde bijlagen CEP 2025 (26 februari).

HIER & RVO (2025), Lokale Energie Monitor 2024.

I&W (2024a), Regeling van de Staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat, handelende in overeenstemming met en de Staatssecretaris van Financiën –Fiscaliteit en Belastingdienst, van 26 april 2024, nr. IENW/BSK-2024/97948, tot wijziging van de Regeling groenprojecten 2022 in verband met een wijziging van de eisen voor windturbines, fotovoltaïsche panelen en warmte-opwekkers, Staatscourant Nr. 11579, 30 april 2024.

I&W (2024b), Onderzoek naar de verwachte gevolgen van de verlaging vrijstelling groen beleggen bij Belastingplan 2025, Kamerstukken II 2023/24, 36 418 nr. 149.

Lensink, S. (2025), Wijzigingsnotitie SCE 2026, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Lensink, S., C. Henriquez, A. van der Welle, L. Beurskens, (2024), Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2025, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving

TK (2024), Kamerstukken II 2024/25, 36 602 nr. 93.

Bijlagen

Bijlage 1 Uitgangspunten SCE 2026

De uitgangspunten van het ministerie van KGG voor SCE 2026 zijn hieronder weergegeven.

Algemeen

- In lijn met de SDE++-systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen voor de SCE-regeling:
- Het PBL wordt gevraagd basisbedragen te berekenen voor:
 - Zon-pv aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kWp - 100 kWp).
 - Zon-pv aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kWp - 499 kWp).
 - Zon-pv gebouwgebonden aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - Zon-pv grondgebonden aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - Zon-pv drijvend op water aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (500 kWp – 6 MWp).
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kW - 100 kW).
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kW - 1 MW).
 - Windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (>1 MW – 6 MW)
 - Waterkracht (15 kW - 150 kW).
- KGG staat open voor suggesties van het PBL om af te wijken van bovenstaande grenzen in opgesteld vermogen.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in euro/kWh.
- In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetopt op 0,15 euro/kWh.
- Een referentieproject is een energievoorziening (geen vve) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kW(p) voor zon-pv en voor windenergie en 1 deelnemer per 1 kW voor waterkracht) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- Onder het basisbedrag van de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie wordt verstaan, de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie.

Specifieke kosten voor SCE-projecten die meegenomen worden:

 - Afsluitprovisies en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haalbaarheidsstudies of vergunningen).
 - Recht van opstal (administratieve kosten én dakhuur).
 - Administratiekosten gedurende de looptijd van het project.
 - Graag overleg over andere aspecten die nu of bij de consultatie worden geïdentificeerd.
- De subsidieperiode is 15 jaar.

- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Een categorie wordt dusdanig vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologie-aanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2025 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2025 van kracht zal worden. Indien bekende beleidsvoor-nemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met KGG plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek in Nederland geldende regels.
- Bij het bepalen van de kostenparameters wordt rekening gehouden met de uiterste termijn voor het in gebruik nemen van de installatie:
 - twee jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie (tot 0,5 MW).
 - drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie op dak (vanaf 0,5 MW).
 - vier jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie op veld en drijvend op water (vanaf 0,5 MW).
 - drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit waterkracht.
 - drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie (tot en met 1 MW).
 - vier jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit windenergie (groter dan 1 MW).

Financiële uitgangspunten

- Er wordt van projectmatige financiering uitgegaan.
- De voordelen van groenfinanciering worden verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- Er wordt rekening gehouden met bijzondere kenmerken en diversiteit van SCE-projecten bij het bepalen van de financiële parameters.
- Het PBL wordt gevraagd overwegingen te geven bij bovenstaande aannames.
- Er wordt geen rekening houden met effecten van bevoorschotting of banking.
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsi-dieperiode.
- Het correctiebedrag is de som van de EPEX day ahead-prijs voor Nederland vermenigvul-digd met de profielfactor (verschillend voor windenergie op land en zon-pv) en de waarde van Garanties van Oorsprong (GvO's). Voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting – en installaties met een SCE-beschikking uit 2023 of eerder – wordt het correctiebedrag ge-hanteerd inclusief negatieve-prijsuurblokken. Voor installaties op een grootverbruikers-aansluiting wordt het correctiebedrag gehanteerd exclusief negatieve-prijsuurblokken. Hierbij wordt dezelfde tijdsbasis gehanteerd als de SDE++ 2025. Voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting wordt uitgegaan van 100 procent netlevering.
- Correcties op de marktprijs in verband met profielkosten worden in de basisenergieprijs opgenomen.
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt.
- Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

Zonne-energie

- De berekening van het basisbedrag van zon-pv wordt gebaseerd op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotonvoltaïsche zonnepanelen (zon-pv).
- De referentie-installatie maakt gebruik van de goedkoopste en kwalitatief toereikende pv-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn. Verwachte kostendaling wordt meegenomen, gebaseerd op een combinatie van historische informatie en marktprojecties.
- Eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Een apart correctiebedrag wordt gehanteerd voor netlevering en niet-netlevering bij zon-pv-installaties die aangesloten zijn op een grootverbruikersaansluiting.
- Voor zon-pv-systemen op grootverbruikersaansluiting worden de basisbedragen bepaald voor een 50% van het vermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.
- KGG vraagt het PBL te onderzoeken of er in de SCE, evenals in de SDE++, behoefte is aan een categorie voor zon-pv op zwakke daken.
- Er is geen categorie nodig voor niet-natuurinclusieve zon-op-veldinstallaties, omdat deze vanaf 2026 naar verwachting niet meer voor zullen komen.
- Voor zon-pv drijvend op water is geen advies nodig over een natuurinclusieve categorie, omdat hier naar verwachting nog geen eisen voor zijn vastgesteld.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Het PBL wordt gevraagd om na te gaan of het gekozen referentieproject voor zon-pv van 500 kWp tot 6 MWp ter grootte van 10 MWp nog steeds passend is. Relevante vraag hierbij is of de achterliggende aanname dat deze projecten vaak deel uitmaken van een groter project nog steeds juist is.
- Bij de categorie zon-pv op kleinverbruikersaansluiting wordt 100% netlevering vereist omdat bij niet-netlevering sprake zou zijn van overcompensatie als ook gebruik gemaakt wordt van de salderingsregeling. Vanaf 2027 wordt de salderingsregeling afgeschaft. KGG ontvangt graag advies over de implicaties hiervan voor projecten en mogelijkheden voor het passend stimuleren van projecten met eigen verbruik.

Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die gelijk is aan de grondprijs die is gehanteerd voor de basisbedragen van de SDE++ in hetzelfde openstellingsjaar.
- Voor de windsnelheid wordt uitgegaan van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren windrapport, conform de SDE++-systematiek.
- Het PBL wordt gevraagd de grondkosten te corrigeren voor inflatie, zoals ook binnen de SDE++ het geval is.
- Conform de SDE++ wordt het PBL gevraagd om in verband met de grote ruimtelijke impact van windprojecten op land ook een basisbedrag te bepalen waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen (uitzetten van verlichting met behulp van naderingsdetectie en stilstandregeling in verband met slagschaduw en geluid).

Waterkracht

- Gezien het gebrek aan aanvragen in de categorie waterkracht in de afgelopen jaren vraagt KGG PBL om, met inachtneming van de potentie van deze categorie, te adviseren over het al dan niet openstellen ervan in 2026.

Bijlage 2 Marktconsultatie

Tabel B2.1

Consultatiereacties algemeen

Consultatie-inbreng	Verwerking
Het maximaal te subsidiëren bedrag van 15 ct/kWh moet verhoogd worden.	We geven aan KGG ter overweging om het uitgangspunt van de aftopwaarde kritisch te beschouwen, mede omdat in dit advies SCE 2026 meerdere bedragen hier over- heer gaan.

Tabel B2.2

Consultatiereacties financiering

Consultatie-inbreng	Verwerking
2.3 Rendement op eigen vermogen. Er wordt geen onderscheid gemaakt tussen financiers en leden. De financiers worden marktconform beloond met de genoemde rendement- (rente)percentages, maar leden die geen financier zijn, houden niets over aan hun deelname. Het financiële uitgangspunt dat 'rekening wordt gehouden met bijzondere kenmerken en diversiteit van SCE-projecten bij het bepalen van de financiële parameters' biedt hiervoor wel ruimte. Ook het algemene uitgangspunt dat 'in het basisbedrag rekening dient te worden gehouden met investerings- en exploitatiekosten plus een redelijke winstmarge' kan worden uitgelegd als dat deze 'redelijke winstmarge' ten goede moet komen aan de leden van de coöperatie.	Over het gehele eigen vermogen wordt rendement uitgekeerd, zoals blijkt uit het OT-model. Aangezien inleg van geld en daarmee bijdrage aan het eigen vermogen een verplichting is voor deelname als lid aan een energiecoöperatie, ontvangen leden per definitie ook rendement. Merk verder op dat het rendement op eigen vermogen met het SCE 2025-advies al is verhoogd. Zie ook de reactie op soortgelijke inbreng in bijlage 2 van het eindadvies SCE 2025.
2.6 Inflatie Het gehanteerde inflatiepercentage van 2% is begrijpelijk vanuit het perspectief van de ECB-doelstelling. Toch kunnen bij de onderbouwing op pagina 19 inmiddels kanttekeningen worden geplaatst. Historisch gezien lag de gemiddelde inflatie tussen 1997 en 2023 op ongeveer 2,3%, en in recente jaren is deze duidelijk hoger uitgevallen. Daarnaast lijkt de inflatie momenteel nog niet volledig onder controle. Tegen deze achtergrond zou het overwegen van een iets hoger percentage, bijvoorbeeld 2,5%, mogelijk beter aansluiten bij de actuele economische realiteit.	Het gaat hierbij om de inflatie op middellange termijn die wordt gebruikt voor OPEX en elektriciteitsprijzen na 15 jaar, die financiële instellingen ook hanteren in hun financiële modellen. Een hoger inflatiepercentage is niet passend gezien de beleidsperiode van projecten van 15 jaar. Los hiervan worden de OPEX- en CAPEX-bedragen bij de start van de subsidieperiode jaarlijks opnieuw berekend, aanpassingen hiervan worden niet beperkt door het inflatiepercentage.
6.2 Correctiebedragen en basiselektriciteitsprijzen De basiselektriciteitsprijs wordt berekend als tweederde van de langetermijnprijs (de gemiddelde prijs over de komende 15 jaar, exclusief inflatie), zoals vastgesteld in de Klimaat- en Energieverkenning 2024 van het PBL. Volgens tabel 5.1 van het eindadvies SCE2025 bedraagt de basiselektriciteitsprijs voor zon-PV bij netlevering 3,5 cent per kWh. Op basis van de ervaring van de afgelopen twee jaar lijkt dit een aan de hoge kant ingeschatte waarde. Coöperaties lopen met de lage prijzen voor zonnestroom het serieuze risico dat de opbrengsten uit de stroomverkoop lager uitvallen dan de basiselektriciteitsprijs. Hierdoor kunnen de werkelijke opbrengsten per kWh lager uitkomen dan het basisbedrag waarmee in hun businesscase is gerekend.	De basiselektriciteitsprijs voor het eindadvies SCE 2025 is conform uitgangspunt van KGG inderdaad berekend als tweederde van de langetermijnprijs, zoals vastgesteld in de KEV 2024. De langetermijnprijs en basiselektriciteitsprijs zijn onderdeel van het gepubliceerde OT-model. We hebben het verzoek om extra onderbouwing meegegeven aan KGG. De basisprijspremie is in de SCE 2025 en 2026 meegenomen als (onderdeel van de) overige variabele kosten en bedraagt 0,0029 euro/kWh.
Kan het PBL de 3,5 cent onderbouwen met actuele data?	
In de SCE 2021 werd bij de variabele jaarlijkse kosten nog € 0,0029 (0,29 cent) per kWh meegenomen als risico-afdekking voor het geval de stroomprijzen onder de	

Consultatie-inbreng	Verwerking
basisenergieprijs van 2,9 cent per kWh zou dalen. Hoewel de basisprijspremie nog steeds als financieel uitgangspunt geldt (pagina 48), lijkt deze niet in de exploitatiekosten te zijn meegenomen. In het PBL Eindadvies SCE 2025 is hierover geen informatie te vinden.	
Momenteel zien we voor achtergestelde geldleningen doorgaans een rente van 7%, wat iets hoger is dan de 6,5% die in tabel 2.1 van het Eindadvies SCE 2025 wordt genoemd.	Voor kennisgeving aangenomen.
Een verwachte vermindering van het aantal vollasturen heeft een negatieve impact op het verdienmodel.	We herkennen de problematiek, maar hebben hier geen concrete oplossing voor kunnen adviseren.
De problematiek rondom netcongestie en het gemis aan inkomsten als gevolg van negatieve stroomprijzen neemt in toenemende mate serieuze vormen aan. Bij negatieve prijzen wordt gecurtailed. Dus geen productie en geen subsidie. Daarbovenop wordt het aangesloten vermogen gelimiteerd tot 50% van opgestelde vermogen en dit vertaald zich in minder vollasturen.	We herkennen de problematiek. Voor de SCE is het aantal vollasturen beperkt vanwege negatieve prijzen. Hierbij is rekening gehouden met de beperking van de netaansluiting tot 50% zoals beschreven in het SCE 2025 advies. Voor het SCE 2026 advies zijn dezelfde aannames gehanteerd.

Tabel B2.3
Consultatiereacties zon-pv

Consultatie-inbreng	Verwerking
De door PBL gehanteerde premies voor AVB en BCA zijn waarschijnlijk te laag vastgesteld.	De verzekeringskosten zijn aangepast in dit advies.
De problematiek rondom netcongestie en het gemis aan inkomsten als gevolg van negatieve stroomprijzen neemt in toenemende mate serieuze vormen aan. Bij negatieve prijzen wordt gecurtailed. Dus geen productie en geen subsidie. Daarbovenop wordt het aangesloten vermogen gelimiteerd tot 50% van opgestelde vermogen en dit vertaald zich in minder vollasturen.	Het lagere aantal vollasturen biedt hier deels een oplossing voor.
Projecten met eigen verbruik zouden SCE moeten krijgen voor teruglevering. Voor het eigen gebruik achter de meter wordt Energie Belasting uitgespaard. Dit is hoger dan het basisbedrag.	Zie ook de vraag hierover van KGG in paragraaf 3.1.2.
Ja, er is wat ons betreft zeker behoefte aan een categorie voor zon-pv op zwakke daken. Nu gaan er nog regelmatig projecten niet door vanwege de niet toereikende draagkracht van de dakconstructie. Financiële tegemoetkoming hierin zou zeker wenselijk zijn.	Toegevoegd in dit advies.
Onrealistisch om de levensduur op 20 jaar te zetten, in de praktijk van zon-pv is het veel minder.	Diverse partijen geven aan dat 20 jaar heel reëel is.
Circulaire componenten (pv-panelen, frames, omvormers) ondersteunen door een hogere subsidie te geven.	Zie voor een discussie hierover het eindadvies SDE++ 2026 van PBL.
De ontwikkeling van een zonnepark van meerdere hectare is lastig in een gemeente waar ook andere energiecoöperaties actief zijn. Is het mogelijk de eis van één lid per 5 kWp aan te passen?	We geven dit door aan KGG.

Er zijn geen consultatiereacties binnengekomen voor windenergie die beantwoording behoeven.

Tabel B2.4
Consultatiereacties waterkracht

Consultatie-inbreng	Verwerking
Graag voor drijvende waterkrachtcentrales ook lagere opbrengsten dan 15 kW, want kleine, eenvoudig te installeren drijvende WKC's leveren gestage maar kleinere vermogens.	We geven dit door aan KGG.

Wij begrijpen niet waarom waterkracht beperkt wordt tot maximaal 150kW, terwijl voor zon en wind projecten tot 6MW binnen de SCE vallen. Wij stellen voor deze SCE te verhogen naar een vergelijkbaar niveau als geldt voor zon en wind. Projectontwikkelaars geven terug uit hun gesprekken met energiecoöperaties dat zij projecten op basis van energie uit water graag veel groter dan 150kW willen maken.	We hebben de bovengrens voor waterkracht verruimd naar 1 MW.
Graag zien wij een verruiming van de categorie waterkracht tot 6MW, zodat deze gelijk met wind en zon getrokken wordt. Dat zal de haalbaarheid van een aantal nieuwe projecten sterk verbeteren	We hebben de bovengrens voor waterkracht verruimd naar 1 MW.
Wij pleiten ervoor deze categorie open te houden en te verruimen. Waterkracht kan in lokaal en in diverse regio's een wezenlijke bijdrage aan de energietransitie leveren, op een wijze die goed past in het landschap en het (bestaande) elektriciteitsnet	Voor het openhouden van een categorie moeten er voldoende aanwijzingen zijn dat er aan concrete projecten gewerkt wordt.
Er zijn diverse projecten in voorbereiding door marktpartijen en in samenwerking met energiecoöperaties.	We hoorden van projecten maar hebben geen concrete en uitgewerkte plannen ontvangen.