



SUBSIDIEREGELING COÖPERATIEVE ENERGIEOPWEKKING

Eindadvies 2023

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL)
Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO)
Jasper Lemmens, Bart in 't Groen (DNV)

3 november 2022

TNO



PBL

Colofon

Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2023

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2022

PBL-publicatienummer: 4812

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink, Chris Henriquez (PBL), Adriaan van der Welle, Luuk Beurskens (TNO), Jasper Lemmens, 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, J. Lemmens & B. in 't Groen (2022), *Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2023*, 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 Economische Zaken en Klimaat (EZK) advies over de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) 2023. 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

1	Beschrijving adviesvraag	4
1.1	Introductie	4
1.2	SCE versus SDE++	4
1.3	SCE 2023 versus SCE 2022	5
1.4	Rekenmethode	5
1.5	Meegenomen kosten	5
2	Financiering	7
2.1	Inleiding	7
2.2	Rendement op vreemd vermogen	7
2.3	Rendement op eigen vermogen	11
2.4	Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen	12
2.5	Vennootschapsbelasting	13
2.6	Inflatie	13
2.7	Afschrijvingstermijn	14
2.8	Economische restwaarde	14
2.9	Vermogenskostenvergoeding	15
3	Zonne-energie	16
3.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	16
3.2	Kostenbevindingen	17
3.3	Technisch-economische parameters	21
4	Windenergie	25
4.1	Beschrijving referentie-installaties en wijzigingen	25
4.2	Kostenbevindingen	26
5	Waterkracht	31
5.1	Beschrijving referentie-installatie en wijzigingen	31
5.2	Kostenbevindingen	31
6	Conclusie	33
	Afkortingen	35
	Referenties	36
	Bijlagen	37
	Bijlage 1 Uitgangspunten	37
	Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie	40

1 Beschrijving adviesvraag

1.1 Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) 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 2023. In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gekregen van de Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO) en Det Norske Veritas (DNV).

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 EZK 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 reacties ook nog terug te lezen.

De minister van EZK besluit aan het eind van het jaar 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, bij de SDE++ zijn er ook technieken waarbij op basis van de bespaarde CO₂ een premie wordt uitgekeerd. De SCE is gericht op lokale initiatieven en energiecoöperaties, en het aantal gestimuleerde technieken is beperkter dan in de SDE++. Alleen zon-pv, windenergie en waterkracht maken onderdeel uit van de SCE-regeling.

De SDE++ en SCE zijn beide generieke regelingen. Dit betekent dat er geen maatwerk toegepast kan worden, maar wordt gekeken naar referentiesystemen en de kosten van het merendeel van de projecten. In hoofdstuk 2 is in detail weergegeven welke kostencomponenten in de SCE voor de drie technieken beschouwd zijn. Daarbij is ook weergegeven hoe deze zich verhouden tot de SDE++.

1.3 SCE 2023 versus SCE 2022

De basisbedragen in dit SCE 2023-eindadvies verschillen van de basisbedragen uit het SCE 2022-eindadvies. In dit rapport lichten we de verschillen toe, daarbij refererend aan het SCE 2022-eindadvies en de SCE 2023-wijzigingsnotitie. 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 2022.

1.4 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 de kostenparameters van de voor de SCE relevante technieken voor zon-pv, windenergie en waterkracht aan de orde. We tonen de resulterende basisbedragen in de conclusies.

1.5 Meegenomen kosten

Ter verduidelijking van de wel en niet meegenomen kosten binnen de SCE staan in tabel 1.1 tot en met tabel 1.3 welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van de basisbedragen. Hierbij volgen we de uitgangspunten voor het SCE-advies die het ministerie van EZK heeft opgesteld, zoals weergegeven in bijlage 1.

Tabel 1.1

Overzicht van meegenomen kosten, analoog aan de SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Techniekkosten	√	√	√
Investeringskosten	Netwerkaansluiting	√	√	√
Investeringskosten	Notariskosten	√	√	√
Investeringskosten	Bouwconstructierapporten	√	√	√
Investeringskosten	Afsluitprovisies	√	√	√
Variabele operationele kosten	Onderhoud en beheer (O&M)	- ^{a)}	√	- ^{a)}
Variabele operationele kosten	Grondkosten	-	√	-
Vaste operationele kosten	Onderhoud en beheer (O&M)	√	-	√
Vaste operationele kosten	Brutoproductiemeter	√	√	√
Vaste operationele kosten	Verzekering	√	√	√
Vaste operationele kosten	Netwerkaansluiting	√	√	√
Vaste operationele kosten	Onroerendezaakbelasting (OZB)	√	√	√
Vaste operationele kosten	Omvormervanging	√	- ^{b)}	- ^{b)}
Restwaarde		√ ^{c)}	√ ^{c)}	√ ^{c)}

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

a) Totale O&M-kosten zijn als vaste O&M-kosten gemodelleerd. Er is hier geen onderscheid gemaakt tussen vaste en variabele operationele kosten.

b) Omvormervanging is bij waterkracht en windenergie niet van toepassing.

c) De restwaarde voor zonne-energie en windenergie na een economische levensduur van 20 jaar is nul verondersteld, voor waterkracht na een economische levensduur van 15 jaar.

Tabel 1.2

Overzicht van meegenomen kosten, additioneel ten opzichte van de SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Vaste operationele kosten	Recht van opstal (administratieve kosten en dakhuur)	√	-	-
Vaste operationele kosten	Administratiekosten gedurende de looptijd van het project	√	√	√

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

Tabel 1.3

Overzicht van meegenomen kosten in investeringskosten, waarbij de methode verschilt van de SDE++

Groep	Component	Zonne-energie	Wind-energie	Waterkracht
Investeringskosten	Vorbereidingskosten	√	√	√

√: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

2 Financiering

2.1 Inleiding

Het uitgangspunt voor financiering van de SCE-projecten is projectfinanciering. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van SCE-projecten en proberen de diversiteit aan SCE-projecten zo goed mogelijk mee te nemen in de analyse.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in tabel 2.1. We lichten deze in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toe. We sluiten het hoofdstuk af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, windenergie- en waterkrachtprojecten. 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.

Tabel 2.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de SCE

Financiële parameter	Gehanteerde waarde
Rendement op vreemd vermogen – Zonne-energie op grootverbruikersaansluiting (gva)	5,6%
Rendement op vreemd vermogen – Zonne-energie op kleinverbruikersaansluiting (kva)	5,85%
Rendement op vreemd vermogen – Windenergie op gva	6,0%
Rendement op vreemd vermogen – Windenergie op kva	6,3%
Rendement op vreemd vermogen – Waterkracht	6,6%
Rendement op eigen vermogen – Zonne-energie	5,0%
Rendement op eigen vermogen – Windenergie en waterkracht	6,0%
Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) – Zonne-energie, windenergie en waterkracht	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	19,0%
Inflatie	2,0%

2.2 Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk tussen coöperatieve projecten. Enerzijds hangt dit samen met de beschikbare mogelijkheden voor coöperatieve projecten om vreemd vermogen aan te trekken, zoals bancaire financiering, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van leningen en garantstellingen. [De website van HIER opgewekt geeft hier informatie over](#). Anderzijds is dit het effect 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 (DSCR¹) en minder zekerheden. In de praktijk heeft een significant deel van de SCE-projecten toegang tot gunstiger leningsvoorwaarden dan in dit advies aangenomen, niet alleen via provinciale of gemeentelijke fondsen, maar ook via banken van overheden zoals de Bank Nederlandse Gemeenten en de Nederlandse Waterschapsbank. Hoewel deze banken in principe alleen projecten van overheden financieren, zijn ze ook relevant voor coöperaties als een overheid zich garant stelt of bij gedeeld eigendom met een gemeente, provincie of waterschap. [De website van HIER opgewekt geeft hier meer achtergrondinformatie over.](#) Deze projecten zijn echter niet representatief voor het merendeel van de zon-pv-projecten.

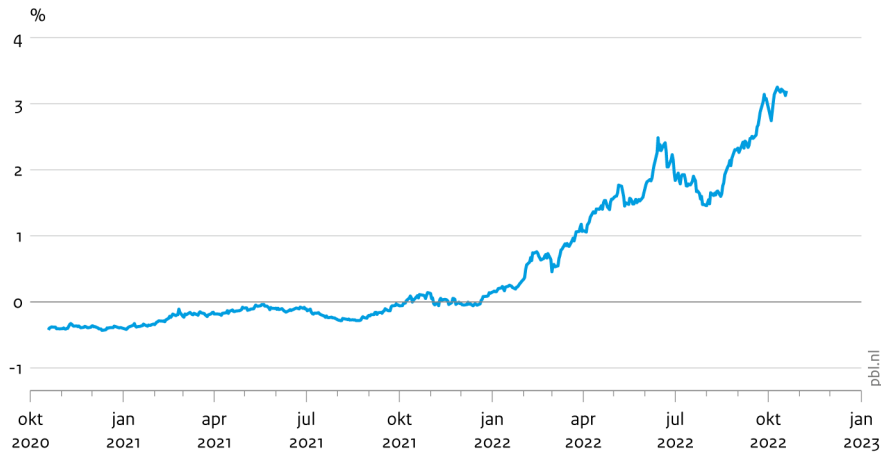
Aangezien alle zon-pv-projecten toegang hebben tot financiering door het realisatiefonds, is waar mogelijk aangesloten bij de financiële parameters van dit fonds, waaronder de rentetarieven. [De website van Energie Samen geeft meer informatie over het realisatiefonds.](#) Gegeven de omvang van de investering en de bijbehorende lening, bedragen de huidige rentetarieven van het realisatiefonds voor zon-pv op grootverbruikersaansluiting 4,9 procent en zon-pv op kleinverbruikersaansluiting 5,15 procent. Deze rentetarieven zijn vastgesteld per 1 oktober 2022, maar bewegen mee met de ontwikkeling van de kapitaalmarktrentes, meer specifiek met de 7-jaars *Interest Rate Swap* (IRS-rente). Per 1 oktober 2022 bedroeg de 7-jaars IRS-rente 3,0 procent. Daarbovenop komen nog de renteopslag van banken, de beheervergoeding van het realisatiefonds en de kredietrisicobuffer van Energie Samen. Deze opslagen bedragen in totaal respectievelijk 2,50 en 2,75 procentpunt voor zon-pv op grootverbruikers- en kleinverbruikersaansluiting. De som van de 7-jaars IRS-rente en de opslagen komt per 1 oktober 2022 wat hoger uit dan de rentetarieven van het realisatiefonds. Dit tijdelijke verschil wordt vooral verklaard door de grote volatiliteit van de rente. Hierdoor was het voor het realisatiefonds lastig om de rente per 1 oktober 2022 circa twee weken van tevoren goed in te schatten.

Het niveau en de volatiliteit van de rente zijn in de afgelopen 12 maanden sterk toegenomen, een ontwikkeling die we als een trendbreuk beschouwen. Dit geldt voor alle rentetarieven. Figuur 2.1 geeft de ontwikkeling weer voor de 7-jaars IRS-rente over het afgelopen jaar. Voor dit 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.

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 afschrijvingen en rentelasten. De betalingsverplichtingen zijn gelijk aan het totaal van rente en aflossingen.

Figuur 2.1

Rentepercentage van 7-jaars IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

Bron: [website beleggen.nl](https://www.website-beleggen.nl), op basis van slotkoersen.

Vanwege de trendbreuk is de historische rente over het afgelopen kalenderjaar niet representatief voor de tarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close* van SCE-projecten in 2023 geld zullen kunnen lenen. De *financial close* is 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 projectuitvoering kan beginnen. De genoemde trendbreuk is de reden dat we in afwijking van eerdere jaren eenmalig de rente bepaald hebben voor een kortere referentieperiode dan 1 jaar en de rente hebben berekend per SCE 2023-openstellingsdatum op basis van de huidige marktverwachtingen. Onder de veronderstelling dat een dergelijke significante renteaanpassing zich voorlopig niet meer voordoet, zijn we vooralsnog van plan om volgend jaar opnieuw uit te gaan van een referentieperiode van 1 jaar.

De ongewogen gemiddelde IRS-rente over een periode van 7 jaar bedroeg over de periode 11 april tot en met 14 oktober 2022 +2,0 procent. Echter, de rentevolatiliteit is ook over een kortere periode zeer aanzienlijk: op 11 april bedroeg de 7-jaars IRS-rente nog 1,36 procent, per 14 oktober is deze opgelopen tot 3,22 procent. Dit is berekend op basis van de [slotkoersen die zijn gepubliceerd op de website beleggen.nl](https://www.website-beleggen.nl). Dit vergroot de kans dat een rentepercentage van 2,0 procent geen robuuste inschatting is van de werkelijke rente die SCE 2023-projecten zullen moeten betalen.

Om die reden is de verwachte rente ook berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente per de SCE 2023-openstellingsdatum uit de IRS-curve. Gegeven de verwachte

openstelling van de SCE 2023 per 1 januari 2023, zal de 7-jaars IRS-rente dan op 3,1 procent uitkomen.² Met deze benadering ligt het renterisico voor eventuele rentewijzigingen na 1 juli 2023 bij de marktpartijen. Ook deze berekening is een momentopname, rentes en daarmee marktverwachtingen veranderen voortdurend.

Rekening houdend met de eerdergenoemde renteopslagen en onder de aanname van directe in plaats van stapsgewijze doorberekening van marktrentes in rentetarieven, komen de rentes voor de categorieën zon-pv op grootverbruikersaansluiting uit op 5,6 procent en voor zon-pv op kleinverbruikersaansluiting op 5,85 procent.

Hierbij veronderstellen we dat zon-pv in lijn met het realisatiefonds nog steeds generiek in aanmerking komt voor groenfinanciering, maar windenergieprojecten niet meer. Met de inwerkingtreding van de [Regeling groenprojecten 2022](#) is deze regeling namelijk uitsluitend gericht op het bevorderen van de financiering van innovatieve projecten met bovenwettelijke positieve milieueffecten. In dit kader worden strengere eisen gesteld aan zon-pv- en windenergieprojecten. Voor windenergieprojecten zijn er maatregelen voor het beperken van overlast in de omgeving en voor duurzaam materiaalgebruik in windturbines. Voor zon-pv zijn er maatregelen gericht op biodiversiteit (specifiek voor grondopstellingen) en het bevorderen van circulariteit. Tijdens de marktconsultatie gaf een aantal partijen aan dat de eis van demontabele cellen en platen voor zon-pv per 1 januari 2024 niet of hooguit voor een beperkt aantal projecten haalbaar zal zijn. Voor het merendeel van de projecten lijken de eisen aan zon-pv per 1 januari 2023 echter wel haalbaar, en we veronderstellen dat het verkrijgen van een groenverklaring wordt gewaarborgd door het realisatiefonds. De groenverklaring wordt genoemd in de bijlage van het Investeringsreglement Realisatielening Realisatiefonds onder op te leveren documenten en vereisten waaraan voldaan moet worden. Gegeven de openstelling van de SCE-regeling per 1 januari 2023 en afgifte van de SCE-beschikkingen in 2023 kunnen ontwikkelaars van zon-pv-projecten nog tegen de voorwaarden van 2023 een groenverklaring ontvangen. De groenkorting is al verwerkt in de rentetarieven van het realisatiefonds.

Windenergieprojecten kunnen lastiger voldoen aan de voorwaarden om in aanmerking te komen voor een groenverklaring. Voor de betreffende categorieën rekenen we dan ook niet langer met een groenkorting. De groenkorting of afslag die banken gemiddeld in rekening brengen, is iets hoger dan vorig jaar en bedraagt gemiddeld 0,5 procentpunt over een periode van 10 jaar. Net als vorig jaar is de afslag omgerekend naar een subsidieduur van 15 jaar. Dit verlaagt de afslag met 0,1 procentpunt tot 0,4 procentpunt. Afgezien van de misgelopen groenkorting kennen windenergieprojecten op grootverbruikersaansluiting vergelijkbare risico's als zonne-energieprojecten; daarmee bedraagt de rente voor windenergieprojecten op grootverbruikersaansluiting 6,0 procent (= 5,6 procent plus 0,4 procent). Voor windenergieprojecten op kleinverbruikersaansluiting rekenen we met 6,3 procent vanwege de ten opzichte van projecten op grootverbruikersaansluiting kleinere projectgrootte (plus 0,3 procent).

² Hierbij is de *forward starting swap rate* per 1 januari 2023 berekend op basis van de 7-jaars en 8-jaars IRS-rentes over de periode 3 tot en met 14 oktober 2022 en de 2,5-maands Euro-depositorente (interpolatie van 2- en 3-maands Euro-depositorentes).

Waterkrachtprojecten komen net als zon-pv-projecten generiek in aanmerking voor een groenverklaring. De rente voor waterkrachtprojecten ligt op een hoger niveau dan voor zon-pv vanwege hogere projectrisico's door onder meer de kleinschaligheid van de projecten. Hogere projectrisico's vertalen zich in beginsel in een hoger gevraagd rendement op de lening. Net als bij de SDE++ wordt voor waterkracht uitgegaan van een opslag van 1,0 procent ten opzichte van het rentetarief voor windenergieprojecten en zon-pv op grootverbruikersaansluiting. Dit resulteert in een rentetarief van 6,6 procent.

Vanwege de stijging van de rente, die is doorberekend in de leningstarieven van het realisatiefonds, is het rendement op vreemd vermogen voor alle categorieën met 3,1 tot 3,6 procent verhoogd ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies. Genoemde percentages liggen op een relatief hoog niveau ten opzichte van de rentetarieven van SDE++-projecten voor zonne-energie en windenergie en waterkracht. De (operationele) risico's van 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.

2.3 Rendement op eigen vermogen

Er zijn diverse mogelijkheden voor het aantrekken van eigen vermogen voor SCE-projecten, zoals ledeninleg in de vorm van participaties of achtergestelde obligatieleningen, eigen middelen uit eerdere coöperatieve projecten, crowdfunding en lokale energiefondsen in de vorm van participaties. Er is geen informatie beschikbaar over de eigen middelen van coöperaties uit eerdere coöperatieve projecten, terwijl informatie over lokale of regionale energiefondsen niet representatief is voor de generieke situatie voor geheel Nederland. Ook bestaan er geen publieke statistieken voor het rendement op eigen vermogen van SCE-projecten. Het rendement op eigen vermogen is daarom vastgesteld op basis van beschikbare informatie over rendementen op crowdfundingprojecten en ledeninleg.

Voor het eigen vermogen van zon-pv-projecten dat afkomstig is van crowdfunding (in de regel achtergestelde leningen, geen aandelen) geldt een gebruikelijk rendement van maximaal 5 procent, inclusief vergoeding van de transactiekosten van het crowdfundingplatform. Dit blijkt uit percentages die genoemd worden op crowdfundingplatforms voor duurzame energie voor projecten die representatief zijn voor SCE-projecten, zoals duurzaaminvesteren.nl, greencrowd.nl, zonnepanelendelen.nl en oneplanetcrowd.com. Bij het Op Rozen-concept (zie paragraaf 2.4) wordt uitgegaan van een rente op een achtergestelde lening van 4 procent. Ook op achtergestelde leningen van leden of derden aan zon-pv-coöperaties bedraagt het rendement maximaal 5 procent. Een rendement van deze omvang sluit ook aan bij uitspraken in het publieke domein over het rendement op ledeninleg voor coöperatieve projecten. Zie bijvoorbeeld het webbericht bij HIER opgevekt: '[Bovendien zullen de leden, als je ze vraagt voor vijftien jaar in te stappen, een vergoeding verwachten van zeker 3 tot 5 procent](#)'. Dit benodigde rendement op ledeninleg wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal in bijvoorbeeld obligaties en aandelen, waarbij rekening moet worden gehouden met de verschillen in risicoprofiel. Met het rendement moet het merendeel van de zon-pv-SCE-projecten gerealiseerd kunnen worden. Dit rendement is ongewijzigd ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies. Voor SCE-projecten voor windenergie en waterkracht verhogen we het rendement op eigen vermogen met 1 tot 6 procent gegeven de hogere risico's van deze projecten, die onder meer tot uitdrukking komen in hogere rendementen op achtergestelde leningen – waaronder leningen verkregen via crowdfundingplatforms.

2.4 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Kapitaalverstrekkers lenen – afhankelijk van de betalingscapaciteit van het project (de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing, oftewel de DSCR) – kapitaal uit en stellen 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.

Op basis van verkregen informatie in de consultatieperiode is er een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van coöperatieve projecten die gerealiseerd zijn of die een subsidieaanvraag hebben gedaan. Veel coöperaties streven naar een zo hoog mogelijke verhouding tussen vreemd en eigen vermogen, zodat een project met meer en goedkoper vreemd vermogen kan worden gefinancierd en de benodigde inbreng door leden wordt beperkt. Ook maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren. Dit wordt ook wel hefboomwerking genoemd.

Veel projecten worden gefinancierd met een verhouding VV/EV van 80/20 waarbij het grootste deel van het eigen vermogen een achtergestelde lening betreft (in de vorm van crowdfunding) en waarbij de coöperatieleden een paar procent eigen vermogen inbrengen (zoals bij het [Op Rozen-concept](#) en [vergelijkbare financieringsconcepten](#)). Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100 procent eigen vermogen inbrengen neemt af. Bij grotere projecten brengen zij, zoals gebruikelijk bij projectfinanciering van duurzame energieproductie, 10 tot 30 procent risicodragend vermogen in, in de vorm van eigen vermogen of achtergestelde leningen, het restant wordt geleend. Ook kleinere projecten worden steeds vaker met vreemd vermogen gefinancierd vanwege de wens om zoveel mogelijk mensen mee te laten doen, ongeacht hun inkomen of vermogen, met een laag of zelfs helemaal geen instapbedrag (Hier & RVO 2021). Het realisatiefonds dat een aantal banken en brancheorganisatie Energie Samen hebben opgezet voor coöperaties die geen gebruik kunnen maken van gemeentelijke of provinciale leenfaciliteiten biedt een standaard-financieringsoplossing voor zon-pv-projecten met een maximale verhouding VV/EV van 75/25.

Vanwege de gestegen rentetarieven zijn de betalingsverplichtingen van projecten toegenomen. Om te blijven voldoen aan de eis van een DSCR van minimaal 1,3 van het realisatiefonds voor zon-pv-projecten, nemen we aan dat het merendeel van de projecten in 2023 met 70 procent vreemd vermogen kan worden gefinancierd. Indien kleine projecten met een omvang van minder dan 30.000 euro (dus significant kleiner dan de referentiecasi van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting) niet zelfstandig met vreemd vermogen gefinancierd kunnen worden, dan veronderstellen we – net als het realisatiefonds – dat ze gebundeld worden zodat ze daarvoor toch in aanmerking komen. Ook voor windenergieprojecten nemen we aan dat het merendeel van de projecten met 70 procent vreemd vermogen kan worden gefinancierd. Voor zowel zonne-energie- als windenergieprojecten is dit een wijziging ten opzichte van het vorige eindadvies. Voor waterkrachtprojecten blijft een verhouding VV/EV van 70/30 adequaat.

2.5 Vennootschapsbelasting

De tarieven voor de eerste en tweede schijf van de vennootschapsbelasting bedragen in 2022 respectievelijk 15 en 25,8 procent. Met het Belastingplan 2023 wordt per 1 januari 2023 het tarief voor de eerste schijf verhoogd van 15 procent naar 19 procent en de schijfgrens verlaagd van 395.000 euro naar 200.000 euro. Het plan moet nog worden goedgekeurd door de Tweede en Eerste Kamer. Het tarief voor de eerste schijf is van toepassing op SCE-projecten en wordt verondersteld voor de gehele economische levensduur van het project.

2.6 Inflatie

De inflatie wordt gebruikt voor het verhogen van de O&M-kosten, en voor categorieën waarbij de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode ook voor het verhogen van de elektriciteitsprijzen. We bespreken de inflatie van de investeringskosten niet in dit hoofdstuk, maar in hoofdstuk 3 tot en met 5 over de kostenparameters van technologieën. De reden hiervoor is dat de stijging van de investeringskosten sterk samenhangt met de mate waarin bepaalde grondstoffen, zoals koper, aluminium en polysilicium, en halffabricaten, zoals staal, worden gebruikt en daarmee technologiespecifiek is.

Voor de inflatie van O&M-kosten en elektriciteitsprijzen (na de subsidieperiode) kijken we naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Voor de middellange termijn is de huidige hoge inflatie niet relevant, het is gebruikelijk dat prijsschokken door bijvoorbeeld oorlogen en epidemieën na enkele jaren zijn uitgewerkt en de inflatie dan weer terugkeert naar een gemiddeld niveau. Ook zullen onverwachte gebeurtenissen in de vorm van schokken met een verhogend effect op de inflatie over de tijd heen tot op zekere hoogte worden gecompenseerd door schokken met een verlagend effect op de inflatie. Met renteverhogingen stuurt de Europese Centrale Bank (ECB) op het bereiken van de inflatiedoelstelling van 2 procent. Omdat prijsschokken niet of nauwelijks zijn te voorspellen, gaan we uit van een constant inflatiepercentage.

Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor een subsidieperiode van in de regel 15 jaar. Hiervoor gebruiken we de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP). Anders dan in eerdere jaren kijken we hiervoor niet naar de *Klimaat- en Energieverkenning* (KEV). Op basis van een tijdreeks over de periode 1997-2021 bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie gemiddeld 1,9 procent (CPB 2022). Als hierbij de recentste inflatieprojectie voor de jaren 2022 en 2023 van het Centraal Planbureau (CPB) wordt betrokken (stand van zaken 12 oktober 2022), dan is het gemiddelde 2,3 procent. Het gemiddelde rentepercentage vanaf de invoering van de euro in 1999 bedraagt ook 1,9 procent.

Ook uit diverse projecties blijkt dat een inflatie van 2 procent op middellange termijn het meest waarschijnlijk wordt geacht. Zo heeft het CPB drie inflatiescenario's ontwikkeld voor 3 tot 5 jaar vooruit. Daarnaast voorziet het CPB in het *Centraal Economisch Plan* (maart 2022) op basis van een modelmatige analyse een inflatie van 1,8 procent voor de periode 2026-2030. Hierbij wordt aangenomen dat de zogenoemde *output gap* richting 2030 sluit; dit is met andere woorden de verwachte inflatie als de Nederlandse productie richting 2030 daalt naar het evenwichtsniveau op de lange termijn. Voor de periode na 2030 geeft het CPB geen inflatieprojectie. Hoofdboodschap hierbij is dat de ECB er door geloofwaardig beleid voor kan zorgen dat de inflatieverwachtingen in de eurozone voor de middellange termijn (drie tot vijf jaar) stabiel rond de 2 procent zijn. Het risico op een instabiele en hoge inflatie met een loonprijspiraal wordt klein geacht. Verder merkt het CPB op dat

de marktgebaseerde Europese inflatieverwachtingen voor 5 tot 10 jaar vooruit, gemeten met 5y/5y-swaps, aan het begin van 2022 zijn gestegen tot iets meer dan 2 procent. Deze swaps geven de verwachte gemiddelde inflatie weer over een periode van 5 jaar die over 5 jaar begint. Dit wordt afgeleid uit 5- en 10-jarige inflatie-futures. Daarnaast zijn de inflatieverwachtingen van professionele voorspellers (*Survey of Professional Forecasters*, SPF) voor een termijn van 5 jaar in de afgelopen tijd toegenomen tot vlak boven de 2 procent. Ten slotte laat een recent onderzoek van de ECB (2022) zien dat professionele voorspellers voor 2027 voor de eurozone een mediane inflatie van 2,0 procent verwachten. Op basis van zowel de gerealiseerde HICP-inflatie als diverse HICP-inflatieprojecties is het gemiddelde inflatiepercentage voor de SCE vastgesteld op 2,0 procent per jaar. Dit is een toename van 0,5 procent ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies.

2.7 Afschrijvingstermijn

We gaan uit van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut, mee te nemen naar een volgend jaar. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet-benutte productie in te halen. Dit wordt *banking* genoemd. Uitbetalingen van de SCE-vergoeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele *banking* in de SCE zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker zoals het realisatiefonds wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 13,5 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt echter net als bij de SDE++ niet gecompenseerd in de basisbedragen.

2.8 Economische restwaarde

Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de duur van de SCE-subsidie. Voor de levensduur van een project is het belangrijk om onderscheid te maken tussen technische levensduur en economische levensduur. De technische levensduur van projecten is bij sommige technologieën beduidend langer dan de subsidieduur. Dit kan zich dan ook uiten in een langere economische levensduur. Bij windenergieprojecten kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energieprojecten van 25 jaar of meer.

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Dat hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen de O&M-kosten door bij een langere levensduur, maar deze zullen ook oplopen doordat er meer onderhoud nodig is om de installatie in bedrijf te houden. Door de lagere betrouwbaarheid zal de productie ook langzaam afnemen.

Voor windenergie- en zonne-energieprojecten is analoog aan de SDE++ gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de SCE-subsidieperiode nog 5 jaar kosten en inkomsten te verwachten zijn. Meerkosten en opbrengsten ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten en baten. Voor waterkrachtprojecten zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economische restwaarde na de economische levensduur om de basisbedragen hiervoor te corrigeren.

2.9 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 per categorie. Tabel 2.2 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 2.2

Vermogenskostenvergoeding (WACC^a) per thema voor de SCE 2023

Thema	WACC [nominaal / reëel] ^b
Zonne-energie – kleinverbruikersaansluiting	4,8% / 2,8%
Zonne-energie – grootverbruikersaansluiting	4,7% / 2,6%
Windenergie – kleinverbruikersaansluiting	5,3% / 3,3%
Windenergie – grootverbruikersaansluiting	5,1% / 3,1%
Waterkracht	5,5% / 3,5%

^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

Voor zon-pv worden in de SCE 2023 twee referentiesystemen gehanteerd:

- een 60 kWp-systeem op een kleinverbruikersaansluiting (kva);
- een 150 kWp-systeem op een grootverbruikersaansluiting (gva).

In de achtereenvolgende SCE-adviezen is de referentie grootte steeds verfijnd. In het SCE 2021-conceptadvies was er één referentie (100 kWp) en die is in het SCE 2021-eindadvies gesplitst om recht te doen aan de realiteit van verschillende netwerkaansluitingen: 60 kWp (kleinverbruikersaansluiting) en 150 kWp (grootverbruikersaansluiting). In het SCE 2022-conceptadvies is de gva-variant vervolgens verhoogd naar 250 kWp, omdat ook het bereik van onder de SCE gestimuleerde systemen vergroot werd (opgehoogd van maximaal 300 kWp naar 500 kWp). Uit de aanvragen voor de SCE 2021 bleek dat het gemiddelde vermogen van een systeem onder de SCE 2021 inderdaad rond 250 kWp lag. In de marktconsultatie is echter aangegeven dat deze capaciteit een te scherpe scheiding aanbracht tussen de kleinere en de grotere pv-systemen. Om die reden is nu de referentie grootte voor systemen op een grootverbruikersaansluiting verlaagd van 250 kWp naar 150 kWp. Omdat er hierbij minder schaalvoordelen zijn (kleinere systemen hebben te maken met relatief hogere kosten dan grotere systemen) worden hiermee zowel de investeringskosten als de O&M-kosten hoger.

In de uitgangspunten voor de SCE vraagt het ministerie van EZK om overwegingen te geven over de wenselijkheid om differentiatie aan te brengen bij zon-pv-installaties op een grootverbruikersaansluiting tussen systemen op gebouwen en op veld. Daarvoor verwijzen we naar de SCE-aanvragen uit 2022 waarin op basis van een beperkt aantal veldsystemen voor zon-pv het gemiddelde piekvermogen bepaald kan worden: dat bedraagt 430 kWp per systeem. Op basis van de informatie uit de SDE++ waar de categorie grondgebonden zon-pv kleiner dan 1 MWp reeds gedefinieerd is, kunnen we concluderen dat de technisch-economische gegevens van veldsystemen van 400 tot 500 kWp vergelijkbaar zijn met die van een 150kWp-daksysteem (de nieuwe referentie voor zon-pv in de SCE op een grootverbruikersaansluiting). Beide systemen blijken in vergelijkbare mate duurder dan de variant dakgebonden zon-pv van 250 kWp uit de SDE++. Naar verwachting is splitsing van grondgebonden systemen in een aparte categorie dan ook niet nodig.

Een ander verzoek van het ministerie van EZK is om voor zon-pv-systemen op een grootverbruikersaansluiting de basisbedragen te bepalen voor een netaansluiting van 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen én van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen, met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit. Daarbovenop komt nog de vraag te onderzoeken wat de effecten zijn van andere aansluitwaarden tussen 40 procent en 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen. Deze effecten zijn te vatten in een effect op de investeringskosten (die worden iets lager naarmate de netaansluiting kleiner wordt wegens besparing op de kosten voor de elektrische infrastructuur) en op de vollasturen. Deze twee factoren en de resulterende basisbedragen worden gepresenteerd in tabellen aan het einde van dit hoofdstuk. Voor de vollasturen geven we een nadere toelichting in paragraaf 3.2.4. Het bepalen van

wat uit het perspectief van belanghebbenden de optimale netaansluiting is, is niet eenvoudig te beantwoorden en hangt mede van het perspectief af: energiecoöperaties zouden de voorkeur kunnen geven aan een zo hoog mogelijke elektriciteitsproductie (en daarmee een hoog percentage voor de netaansluiting, dus richting 70 procent), terwijl bijvoorbeeld netbeheerders baat hebben bij zo min mogelijk piekbelasting (en daarmee een laag percentage voor de netaansluiting, dus richting 40 procent of zelfs nog lager). Een pragmatische keuze zou kunnen zijn om in ieder geval aan te sluiten bij de manier waarop de kleinere netaansluiting in SDE++ vormgegeven wordt, om verwarring te voorkomen. Voor de volledigheid worden de basisbedragen uit de analyse van de kleinere netaansluiting voor zowel het kva- als het gva-systeem gepresenteerd in paragraaf 3.3.

In dit hoofdstuk beschrijven we wijzigingen ten opzichte van het conceptadvies van de technisch-economische parameters voor zon-pv.

De volgende wijzigingen zijn in dit SCE 2023-eindadvies aangebracht ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies:

- de investeringskosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 3.2.1);
- de jaarlijkse kosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 3.2.3);
- de basisbedragen worden bepaald voor een kleinere netaansluiting (zie de discussie hiervoor).

Ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies is voor de meeste posten waarvoor geen nieuwe informatie bekend is, gerekend met een inflatiecorrectie. Hiervoor is de geraamde kerninflatie gebruikt, dat wil zeggen de inflatie zonder de effecten van de prijsstijging van energie en voeding. De doorwerking van materiaalkosten in de prijzen van industriële goederen is dus wel onderdeel van de kerninflatie. Dit cijfer is gebaseerd op een raming uit juni 2022 in de halfjaarlijkse publicatie [Economische ontwikkelingen en vooruitzichten van DNB](#).

In de SCE betreft zon-pv enkel elektriciteitsproductie. In de SDE++ daarentegen is er ook een aparte categorie voor de combinatie van elektriciteitsopwekking door zon-pv en warmteproductie via geïntegreerde collectoren (een PVT-systeem, in de SDE++ verplicht gecombineerd met een warmtepomp). In de SCE is zo'n aparte PVT-categorie niet voorzien, maar het staat energiecoöperaties vrij om PVT-panelen te installeren in plaats van zuivere pv-panelen. De warmte kan dan in het gebouw gebruikt worden als bron voor een warmtepomp (bij onafgedekte PVT) of direct (in het geval van afgedekte PVT).

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++. We lichten de aannames hierna toe.

3.2.1 Investeringskosten

De prijs van pv-modules laat sinds medio 2020 een stijgende trend zien en is tussen medio 2021 en medio 2022 gestegen met 25 tot 30 procent. Deze kostprijsverhoging is meegenomen in de bepaling van de moduleprijs in 2022 en deze is voor medio 2022 geschat op 330 euro/kWp. Schattingen van de ontwikkeling van de kostprijs van pv-modules in de komende jaren kennen een grote mate van onzekerheid, zowel bij eventuele kostenstijging als bij eventuele kostendaling.

Kostenstijgingen in de afgelopen twee jaar zijn onder andere toe te schrijven aan hogere kostprijzen in de waardeketen tot en met de productie van polysilicium. Ook verhoogde transportkosten, energiekosten en een grote mondiale vraag naar zonnepanelen dragen bij aan hogere kostprijzen. Aan de andere kant is de voortschrijding van de technologie en ervaringscurve met bijkomende kostenefficiëntie niet te verwaarlozen en die zal ook in de komende jaren een bijdrage leveren aan kostendaling.

We nemen aan dat de huidige kostprijs opgebouwd is uit één component gebaseerd op de langjarige leercurve en één component met kosten ten gevolge van tijdelijke verstoringen in de markt en logistieke keten tijdens de afgelopen jaren. In onze prognose gaan we uit van de huidige marktprijzen waarbij de tijdelijke component vanwege marktverstoringen in drie jaar afgebouwd wordt.

Voor het peiljaar 2024 worden zodoende de *turnkey*-kosten voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting vastgesteld op 673 euro/kWp. Voor een SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting wordt gerekend met investeringskosten van 689 euro/kWp. Hierbij zijn de kosten van de brutoproduktiemeter inbegrepen. De peildatum is hierbij gelegd op het begin van 2024, omdat er naar verwachting veel projecten in een vergevorderd stadium van voorbereiding zijn, waarvoor een korte realisatietermijn verondersteld wordt.

De volgende kostenposten worden meegenomen in de investeringskosten en bij bovenstaande bedragen opgeteld:

- notariskosten: deze worden voor zowel een kva- als gva-systeem toegepast voor het recht van opstal (1.036 euro);
- uitgaven voor bouwconstructierapporten (777 euro);
- 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;
- ontwikkelkosten: 11.000 euro voor een SCE-systeem op een grootverbruikersaansluiting en 4.000 euro voor een SCE-systeem op een kleinverbruikersaansluiting (zie ook paragraaf 3.2.2).
- Voor het kva-systeem nemen we kosten van een nieuw aansluitpunt voor de netaansluiting mee: 2.000 euro.

De totale investeringskosten in de SDE++ 2023 bedragen daarmee 847 euro/kWp voor het SCE-referentiesysteem van 60 kWp op een kleinverbruikersaansluiting en 758 euro/kWp voor het SCE-referentiesysteem van 150 kWp op een grootverbruikersaansluiting (kosten gelden voor begin 2024).

3.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 beschouwd als onderdeel van de investeringskosten. Voor coöperaties geldt dat er vanwege de kleine schaal van projecten een substantiele hoeveelheid tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving. Hierbij gaan we ervan uit dat de voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windenergieprojecten 5 procent tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016). De hoogte van de voorbereidingskosten is afhankelijk van de complexiteit en de grootte van het project. Net als in de Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties (Rebel 2016) wordt met deze

percentages een balans nagestreefd in het effectief ondersteunen van de coöperaties en het waarborgen van de betrokkenheid van vrijwilligers die nodig is voor onderlinge binding en het eigenaarschap van projecten.

Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting 4.000 euro voor een 60 kWp-installatie op een kleinverbruikersaansluiting en 11.000 euro voor een 150 kWp-installatie op een grootverbruikersaansluiting. Dit komt voor het referentieproject van 60 kWp neer op 67 euro/kWp en voor het systeem van 150 kWp op 73 euro/kWp. Daarbovenop komt nog, in het geval er met vreemd vermogen gefinancierd wordt, een afsluitprovisie (1.000 euro voor beide zon-pv-referentiesystemen, in lijn met het realisatiefonds). De afsluitprovisie op de lening wordt niet langer verrekend via de O&M-kosten in jaar 1, maar wordt net als in de praktijk meegefinancierd in het investeringsbedrag. Zon-pv op daken mag onder voorwaarden vergunningsvrij geplaatst worden, daarom worden daar geen kosten voor aangenomen. Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten.

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

Een (lokale) energiecoöperatie kent relatief hoge operationele kosten ten opzichte van grootschalige pv-projecten. Dit betreft voornamelijk organisatie- en administratiekosten. Voor het eindadvies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in tabel 3.1.

In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele O&M-kosten meegenomen in de analyse, in totaal 0,0029 euro/kWh. Voor de omvormervervanging worden eenmalige onderhoudskosten in jaar 13 meegenomen (zie de tabellen in paragraaf 3.3).

In tegenstelling tot de aanpak onder de SDE++ wordt dakhuur in de SCE-regeling wel meegenomen, conform de uitgangspunten van het ministerie van EZK voor de SCE. De in de SCE-marktconsultaties van 2021 aangeleverde kosten varieerden van 0 euro/kWp per jaar tot 12 euro/kWp per jaar. Energie Samen hanteert in haar modelberekening van 2022 een dakhuur van 15 euro/kWp per jaar. Dit neemt de vorm aan van een eenmalige vergoeding aan het begin van het project en een jaarlijkse vergoeding. Deze vergoeding wordt niet alleen aan de dakeigenaar betaald (8 euro/kWp per jaar), maar ook aan de energiecoöperatie (7 euro/kWp per jaar).

Hoewel de vergoeding uit de SCE 2023 al toereikend was bij het merendeel van de projecten, verhogen we voor de SCE 2023 de vergoeding voor dakhuur naar 8 euro/kWp per jaar (was 6 euro/kWp per jaar in de SCE 2022 en 4 euro/kWp per jaar in de SCE 2021). Hiermee hopen we belemmeringen rondom de plaatsing van zon-pv op te heffen. In toekomstige edities van de SCE kan de dakhuur ook weer naar beneden aangepast worden als daar aanleiding voor is.

Tabel 3.1

Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp per jaar) voor systemen met een netaansluiting van 70 procent (getallen zijn afgerond)

Component	60 kWp-systeem (kva)	150 kWp-systeem (gva)
O&M-kosten	7,3	5,2
Dakhuur	8,0	8,0
Netwerkaansluiting	0,0	3,1
OZB	2,2	2,2
Herkeuring	4,3	2,6
Pv-verzekering	4,5	2,1
Aansprakelijkheidsverzekering	3,2	1,6
Bestuurdersaansprakelijkheid	1,3	0,6
Administratiesysteem	1,3	0,6
Boekhouding	2,6	1,2
Totaal jaarlijkse kosten €/kWp	34,8	27,2

3.2.4 Vollasturen

In de uitgangspunten voor de SCE vraagt het ministerie van EZK om voor de twee categorieën voor zon-pv het effect te laten zien van een kleinere netaansluiting dan de gebruikelijke 70 procent. Dit illustreren we met doorrekeningen voor een netaansluiting van 40, 50 en 60 procent. Hierbij houden we ook rekening met variaties in het pv-vermogen binnen het uur. Op basis van literatuur en eigen onderzoek nemen we voor de additionele aftopping voor de jaren 1 tot en met 15 een waarde aan van 5 procent. Vanwege degradatie zal het piekvermogen van de zonnepanelen afnemen, waardoor ook de aftopping binnen het uur minder zal worden. Voor jaar 16 tot en met 20 nemen we daarom 3 procent additionele aftopping aan. De investeringskosten worden ook aangepast aan de vermeden kosten als gevolg van de kleinere netaansluiting.

Tabel 3.2 geeft een overzicht van de vollasturen.

Tabel 3.2

Vollasturen voor de categorieën voor zon-pv

Vermogen van de aansluiting	70% van piekvermogen	60% van piekvermogen	50% van piekvermogen	40% van piekvermogen
Vollasturen jaren 1 t/m 15	900	840	800	750
Vollasturen jaren 16 t/m 20	845	815	760	735

3.3 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 3.3 en tabel 3.4 voor de twee genoemde referentiesystemen, waarbij de kleinere netaansluiting doorgevoerd is voor 70 procent van het piekvermogen. De tabellen 3.5 tot en met 3.10 hebben betrekking op referentiesystemen met een aansluiting op 60, 50 en 40 procent van het piekvermogen.

Tabel 3.3

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 70 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	60	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (845)
Investeringskosten	[€kW]	737	847
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	In investeringskosten (67)	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	36,1	34,8
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	780	1.080
Afsluitprovisie ^a	[€]	1.000	1.000

a) In voorgaande jaren werd de afsluitprovisie verwerkt in de operationele kosten (in jaar 1), per deze jaargang wordt de afsluitprovisie verwerkt in de investeringskosten.

Tabel 3.4

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE 2023 met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 70 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	250	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	900 (845)	900 (845)
Investeringskosten	[€kW]	654	758
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	In investeringskosten (44)	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	24,3	27,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	3.250	2.700
Afsluitprovisie ^a	[€]	1.000	1.000

a) In voorgaande jaren werd de afsluitprovisie verwerkt in de operationele kosten (in jaar 1), per deze jaargang wordt de afsluitprovisie verwerkt in de investeringskosten.

Tabel 3.5

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 60 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	840 (815)
Investeringskosten	[€kW]	-	843
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	34,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	1.080
Afsluitprovisie ^a	[€]	-	1.000

Tabel 3.6

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 60 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	840 (815)
Investeringskosten	[€kW]	-	755
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	27,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Eenmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	2.700
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.7

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 50 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	800 (760)
Investeringskosten	[€kW]	-	840
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	34,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	1.080
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.8

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 50 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	800 (760)
Investeringskosten	[€kW]	-	752
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	27,2
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	2.700
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.9

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een kleinverbruikersaansluiting (kva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 40 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	60
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	750 (735)
Investeringskosten	[€kW]	-	837
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (67)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	34,7
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	1.080
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

Tabel 3.10

Technisch-economische parameters voor zon-pv op een grootverbruikersaansluiting (gva) in de SCE 2023, met 2024 als peiljaar voor de investeringskosten en een netaansluiting van 40 procent van het piekvermogen

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Installatiegrootte	[kWp]	-	150
Vollasturen jaar 1-15 (jaar 16-20)	[uur/jaar]	-	750 (735)
Investeringskosten	[€kW]	-	749
Vorbereidingskosten	[€/kW/jaar]	-	In investeringskosten (73)
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	-	27,1
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	-	0,0029
Enmalige onderhoudskosten in jaar 13	[€]	-	2.700
Afsluitprovisie	[€]	-	1.000

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 (kva);
- kleinschalige windenergie-installaties, 1.000 kW, aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (gva).

De volgende wijzigingen zijn in dit SCE 2023-eindadvies aangebracht ten opzichte van het SCE 2022-conceptadvies:

- de investeringskosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.1);
- de voorbereidingskosten zijn aangepast (zie paragraaf 4.2.2);
- de jaarlijkse operationele kosten zijn gewijzigd (zie paragraaf 4.2.3).

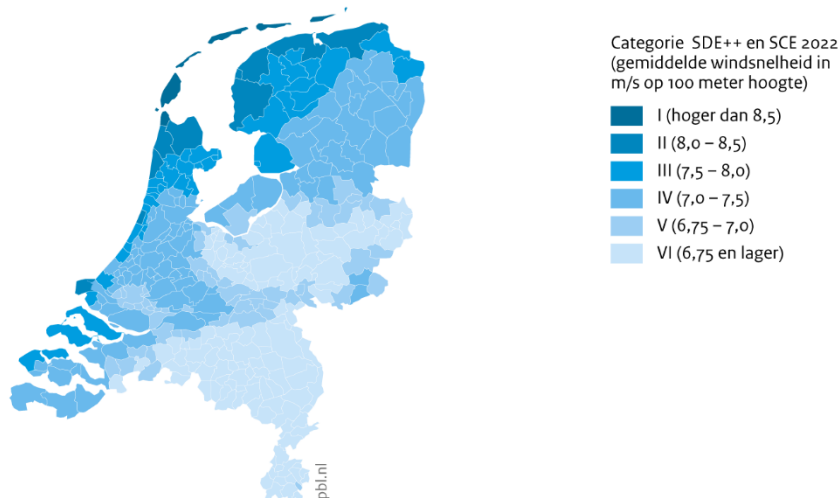
In vergelijking met het SCE 2022-eindadvies is het huidige eindadvies gebaseerd op een recenter turbineportfolio aan de hand van offertes opgevraagd in het tweede kwartaal van 2022; dat geeft een realistischere weergave van de huidige turbineprijzen. Hierdoor veranderen de eerdere veronderstellingen over investeringskosten en operationele kosten.

Net als bij de SDE++ wordt bij de SCE voor de berekening van de vollasturen gebruikgemaakt van windklasse-differentiatie. Figuur 4.1 toont de windkaart met op gemeentelijk niveau gedifferentieerde windklassen. Windkaart-differentiatie is van toepassing op de 1.000 kW-referentie-installatie, waarbij we de ondergrens van de windklasse vertalen naar een windsnelheid op ashoogte. Voor de 15 kW-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 900 kW-turbine heeft een ashoogte van 50 meter, terwijl een 15 kW-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 900 kW-turbine en naar ongeveer 5 m/s op de ashoogte van een 15 kW-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.

Figuur 4.1

Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

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 windenergiecoöperaties in Nederland, beperkt is (HIER & RVO 2022), zowel qua omvang als qua vermogen. In dit rapport is er meer differentiatie in de turbinekeuzes, met het oog op de kosteneffectiviteit van windenergieprojecten.

4.2.1 Investeringskosten

Investeringskosten houden rekening met *turnkey*-contracten voor beide referentie-installaties. Deze contracten omvatten, afgezien van de turbine, de volledige kosten van de installatie (inclusief verzekeringscontracten). Voor de referentie-installatie van 15 kW wordt uitgegaan van geen aansluitingskosten voor het netwerk, terwijl voor de referentie-installatie van 1.000 kW wordt uitgegaan van 30 euro/kW.

Voor een SCE-systeem voor een windenergieproject op land op een kleinverbruikersaansluiting worden de investeringskosten vastgesteld op 2.425 euro/kW, voor een project op een grootverbruikersaansluiting wordt gerekend met 1.725 euro/kW. De investeringskosten voor het kleinverbruikersaansluitingssysteem zijn naar beneden bijgesteld ten opzichte van het conceptadvies op basis van marktinformatie over *turnkey*-turbinecontracten in deze categorie.

Rekening houdend met de voorbereidingskosten die nu in de investeringskosten zijn opgenomen, berekenen we de totale investeringskosten op 2.525 euro/kW voor het referentiesysteem van 15 kW en op 1.875 euro/kW voor het referentiesysteem van 1.000 kW.

4.2.2 Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden met ingang van de SCE 2022 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 (vooral voorbereidingskosten). Hierbij zien we dat de ontwikkel- of voorbereidingskosten van coöperatieve zon-pv- en windenergieprojecten 5 tot maximaal 10 procent van de investeringskosten bedragen (Rebel 2016). 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. Net als in de Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties (Rebel 2016) wordt met deze percentages een balans nagestreefd in het effectief ondersteunen van de coöperaties en het waarborgen van de betrokkenheid van vrijwilligers die nodig is voor onderlinge binding en het eigenaarschap van projecten.

Vorbereidingskosten 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. Het totaal bedraagt naar schatting 1.500 euro voor de 15 kW-referentie-installatie op een kleinverbruikersaansluiting en 150.000 euro voor de 1.000 kW-referentie-installatie. Dit komt voor het referentieproject van 15 kW neer op 100 euro/kW en voor het systeem van 1.000 kW op 150 euro/kW. Tabel 4.1 laat voor beide referentie-installaties zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten is. De afsluitprovisie op de lening wordt niet langer verrekend via de O&M-kosten in jaar 1, maar wordt net als in de praktijk meegefinancierd in het investeringsbedrag.

Tabel 4.1

Vorbereidingskosten windenergie op land voor beide referentie-installaties

Referentie-installatie	Waarde [€]	Waarde voor referentiesysteem [€/kW]
15 kW, kleinverbruikersaansluiting	1.500	100
1.000 kW, grootverbruikersaansluiting	150.000	150

4.2.3 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 (20 jaar). Ze zijn samengevat in tabel 4.2 en tabel 4.3.

Variabele operationele kosten (exploitatiekosten) omvatten garantie- en onderhoudskosten, grondkosten en de transactiekosten. De garantie- en onderhoudskosten zijn vastgesteld op 0,0156 euro/kWh voor het 15 kW-referentieproject en 0,0166 euro/kWh voor het 1.000 kW-referentieproject. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten en een opslag voor de basisprijspremie. In lijn met de uitgangspunten van het ministerie van EZK zijn de grondkosten vastgesteld op 0,0021 euro/kWh. De basisprijspremie bedraagt 0,0029 euro/kWh.

Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor het 15 kW-referentieproject uit op 0,0206 euro/kWh en voor 1.000 kW op 0,0159 euro/kWh.

Tabel 4.2

Variabele operationele kosten windenergie op land

Component	Eenheid	Referentie-installatie 15 kW (kva)	Referentie-installatie 1.000 kW (gva)
Garantie en onderhoudskosten	[€/kWh]	0,0156	0,0109
Grondkosten	[€/kWh]	0,0021	0,0021
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Totaal variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0206	0,0159

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor onder andere: administratie, verzekering (WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering), netinstandhoudingskosten en OZB. Deze kosten zijn samengevat in tabel 4.3. Een structurele toevoeging ten opzichte van de SDE++ zijn de administratiekosten, waarvan wordt aangenomen dat deze representatief zijn voor het functioneren van de energiecoöperaties.

Tabel 4.3

Overzicht van vaste operationele kosten (€/kW/jaar)

Component	Eenheid	Referentie- installatie 15 kW (kva)	Referentie- installatie 1.000 kW (gva)
Netinstandhoudingskosten	[€/kW]	0,0	0,3
OZB	[€/kW]	0,6	1,6
Verzekeringen (stilstandverzekering, WA-verzekering, machinebreukverzekering)	[€/kW]	4,8	5,0
Eigen verbruik	[€/kW]	0,3	0,2
Administratiekosten (incl. boekhouding)	[€/kW]	9,5	4,2
Land- en wegenonderhoud	[€/kW]	1,0	0,2
Bestuurdersaansprakelijkheid	[€/kW]	2,8	1,5
Totaal	[€/kW]	19	13

De administratiekosten van energiecoöperaties vallen op als de hoogste van de vaste kosten voor windenergieprojecten, die 50 procent vertegenwoordigen voor de kleine referentie-installatie en ongeveer 40 procent voor de 1.000 kW-installatie.

De vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 19,0 euro/kW per jaar voor de 15 kW-referentie-installatie en 13,0 euro/kW per jaar voor de 1.000 kW-referentie-installatie.

4.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 15 kW op een kleinverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.4. De technisch-economische parameters voor de windenergie-op-land-referentie-installatie van 1.000 kW op een grootverbruikersaansluiting zijn samengevat in tabel 4.5. Het huidige eindadvies is gebaseerd op een recenter turbineportfolio.

Tabel 4.4

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

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Vermogen	[kW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW]	1.997	2.425
Vorbereidingskosten	[€/kW]	In investeringskosten (97)	In investeringskosten (100)
Vollasturen	[uur/jaar]	2.140	2.140
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	19,0	19,0
Variabele O&M-kosten inclusief opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0200	0,0206
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	225 ^a	255

- a) In voorgaande jaren werd de afsluitprovisie verwerkt in de operationele kosten, per deze jaargang wordt de afsluitprovisie verwerkt in de investeringskosten (met eenzelfde percentage van 1 procent van het aandeel vreemd vermogen).

Tabel 4.5

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

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Vermogen	[kW]	1.000	1.000
Investeringskosten	[€/kW]	1.421	1.725
Vorbereidingskosten	[€/kW]	In investeringskosten (71)	In investeringskosten (150)
Vollasturen	[uur/jaar]	1.530-2.400	1.530-2.400
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	11,0	13,0
Variabele O&M-kosten inclusief opslag voor transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	0,0140	0,0159
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	10.658 ^a	12.075

- a) In voorgaande jaren werd de afsluitprovisie verwerkt in de operationele kosten, per deze jaargang wordt de afsluitprovisie verwerkt in de investeringskosten (met eenzelfde percentage van 1 procent van het aandeel vreemd vermogen).

4.2.5 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 windenergie-categorie.

De differentiatie per windklasse is van toepassing op de 1.000 kW-referentie-installatie en niet op de 15 kW-referentie-installatie. De reden hiervoor is dat er onvoldoende robuuste en publiek beschikbare informatie is over de turbines in de laatstgenoemde categorie.

In de schatting van de energieopbrengst wordt gerekend met 10 procent opbrengstverliezen voor zowel de 15 kW- als de 1.000 kW-referentie-installatie. Deze ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, *turbine performance*, *environmental losses* en *curtailment*. De resulterende vollasturen staan genoemd in tabel 4.4 en 4.5.

Tabel 4.6 toont de basisbedragen voor de SCE 2023.

Tabel 4.6
Basisbedragen windenergie voor de SCE 2023

Categorie	Eenheid	Basisbedrag SCE 2023
Windenergie, 15 kW op kva	[kWh]	0,147
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s, op gva	[kWh]	0,091
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	[kWh]	0,097
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	[kWh]	0,112
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	[kWh]	0,120
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	[kWh]	0,129
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	[kWh]	0,138

5 Waterkracht

5.1 Beschrijving referentie-installatie en wijzigingen

Deze SCE-categorie betreft elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming. De referentie-installatie voor waterkracht heeft een vermogen van 50 kW.

Ten opzichte van het SCE 2022-eindadvies zijn de kostenparameters geactualiseerd, ook rekening houdend met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid. En voor een deel van de posten waarvoor geen nieuwe informatie bekend is, is gerekend met een inflatiecorrectie.

5.2 Kostenbevindingen

We geven hierna een toelichting op de kosten en in tabel 6.1 zijn alle parameters samengevat.

5.2.1 Investeringskosten

In de investeringskosten zijn behalve de techniekkosten ook de kosten voor de netwerkaansluiting, notariskosten en bouwconstructierapporten en voorbereidingskosten meegenomen.

5.2.2 Voorbereidingskosten

Ten opzichte van het SCE-advies voor 2022 zijn de projectvoorbereidingskosten niet bijgesteld en het bedrag blijft 65.000 euro. Dit komt voor het referentieproject van 50 kW dan neer op 1.300 euro/kW. Hierbij zijn meegenomen: 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. De afsluitprovisie op de lening wordt niet langer verrekend via de O&M-kosten in jaar 1, maar wordt net als in de praktijk meegefinancierd in het investeringsbedrag.

5.2.3 O&M-kosten

In overeenstemming met de SDE++ worden opslagen voor transactiekosten en de basisprijspremie als variabele O&M-kosten ook meegenomen in de analyse.

5.2.4 Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 5.1 voor het referentiesysteem.

Tabel 5.1

Technisch-economische parameters waterkracht, 50 kW

Parameter	Eenheid	Advies SCE 2022	Advies SCE 2023
Vermogen	[kW]	50	50
Investeringskosten inclusief ontwikkelkosten	[€/kW]	6.100	6.580
Vollasturen	[uur/jaar]	5.000	5.000
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	100	110
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	[€/kWh]	0,0029	0,0029
Afsluitprovisie (1% van aandeel vreemd vermogen)	[€]	2.135 ^a	2.303

- a) In voorgaande jaren werd de afsluitprovisie verwerkt in de operationele kosten, per deze jaargang wordt de afsluitprovisie verwerkt in de investeringskosten (met eenzelfde percentage van 1 procent van het aandeel vreemd vermogen).

6 Conclusie

Tabel 6.1 laat de basisbedragen en bijbehorende vollasturen zien voor de SCE in 2023. Ter vergelijking worden ook de basisbedragen van het afgelopen jaar getoond. De tabel toont ook de correcties voor de bevoorschotting in 2023 (correctiebedragen voor zon-pv en windenergie inclusief de waarde van Garanties van Oorsprong) en de basisprijzen. Voor een toelichting op deze parameterwaarden verwijzen we naar het SDE++ 2023-eindadvies.

Tabel 6.1
Overzicht subsidieparameters SCE 2023

Categorie	Basis- bedrag SCE 2022 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2023 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2023 [€/kWh]	Voorlopig cor- rectiebedrag 2023 (incl. GvO) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering)	0,124	-	-	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering) (net=70%)	-	900	0,140	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering) (net=60%)	-	840	0,149	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering) (net=50%)	-	800	0,158	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 60 kWp op kva (netlevering) (net=40%)	-	750	0,168	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 250 kWp op gva (netlevering)	0,096	-	-	-	-
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (netlevering) (net=70%)	-	900	0,116	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (netlevering) (net=60%)	-	840	0,124	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (netlevering) (net=50%)	-	800	0,131	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (netlevering) (net=40%)	-	750	0,139	0,152	0,048
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (niet-netlevering) (net=70%)	-	900	0,116	0,185	0,082
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (niet-netlevering) (net=60%)	-	840	0,124	0,185	0,082

Categorie	Basis- bedrag SCE 2022 [€/kWh]	Vollast- uren SCE 2023 [uur/jr]	Basis- bedrag SCE 2023 [€/kWh]	Voorlopig cor- rectiebedrag 2023 (incl. GvO) [€/kWh]	Basis- prijs [€/kWh]
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (niet-netlevering) (net=50%)	-	800	0,131	0,185	0,082
Fotovoltaïsche zonnepanelen, 150 kWp op gva (niet-netlevering) (net=40%)	-	750	0,139	0,185	0,082
Windenergie, 15 kW op kva	0,113	2140	0,147	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid > 8,50 m/s op gva	0,068	2400	0,091	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 - 8,50 m/s op gva	0,072	2220	0,097	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 - 8,00 m/s op gva	0,0823	1910	0,112	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 - 7,50 m/s op gva	0,088	1780	0,120	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 - 7,00 m/s op gva	0,094	1650	0,129	0,188	0,041
Windenergie, 1 MW – windsnelheid < 6,75 m/s op gva	0,100	1530	0,138	0,188	0,041
Waterkracht, 50 kW	0,134	5000	0,171	0,225	0,060

De basisbedragen laten bij alle categorieën een stijging zien. Voor alle categorieën geldt dat de kosten van nieuwe installaties zijn gestegen. Er zijn echter ook een paar andere factoren te benoemen die tot stijging van de basisbedragen leiden, specifiek voor zon-pv-projecten. Enerzijds is dat het aanpassen van de referentie grootte van 250 kWp naar 150 kWp, waarmee we teruggaan naar de referentie grootte die we ook toegepast hadden bij het advies voor de SCE 2021. Anderzijds betreft het de mogelijkheid waar in dit advies rekening mee gehouden wordt, om zon-pv-projecten aan te sluiten op een kleinere aansluiting dan de commercieel gangbare 70 procent. Hierdoor daalt het aantal vollasturen van het systeem en stijgt het basisbedrag diensgevolge.

Afkortingen

CPB	Centraal Planbureau
DNV	Det Norske Veritas
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> , de dekkingsgraad van de lening
ECB	Europese Centrale Bank
Euribor	<i>Euro Interbank Offered Rate</i>
EV	eigen vermogen
EZK	Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat
gva	grootverbruikersaansluiting
HCIP	<i>harmonised index of consumer prices</i> , consumentenprijsindex
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRS	<i>Interest rate swap</i> , renteruilcontract
KEV	Klimaat- en energieverkenning
kva	kleinverbruikersaansluiting
O&M	<i>operation and maintenance</i> , bedrijfsvoering en onderhoud
OT	onrendabele top
OZB	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PVT	<i>photovoltaic-thermal</i> , zon-pv gecombineerd met warmteproductie middels geïntegreerde collectoren
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
SPF	<i>Survey of Professional Forecasters</i>
TNO	Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
VV	vreemd vermogen

Referenties

CPB (2022), *Actualisatie Verkenning middellange termijn tot en met 2030*, maart 2022.

ECB (2022), *The ECB Survey of Professional Forecasters*, derde kwartaal van 2022, juli 2022.

Hier & RVO (2021), *Lokale Energie Monitor 2020*.

Hier & RVO (2022), *Lokale Energie Monitor 2021*.

Rebel (2016), *Faciliteit Ontwikkeling Energiecoöperaties*.

Bijlagen

Bijlage 1 Uitgangspunten

Uitgangspunten van het ministerie van EZK bij berekeningen van het PBL ten behoeve van subsidieregeling coöperatieve energieopwekking 2023.

Algemeen

- In lijn met de SDE++-systematiek wordt een advies gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van onderstaande categorieën.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in €/kWh.
- In de SCE wordt het maximaal te subsidiëren basisbedrag afgetopt op 0,15 €/kWh.
- 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 - 500 kWp).
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting (15 kW - 100 kW).
 - Kleinschalige windenergie-installaties aangesloten op een grootverbruikersaansluiting (15 kW - 1 MW).
 - Waterkracht (15 kW - 150 kW).
- EZK staat open voor suggesties van het PBL om af te wijken van bovenstaande grenzen in opgesteld vermogen.
- Een referentieproject is een energiecoöperatie (geen VVE) die volledig bestaat uit burgers (1 deelnemer per 5 kWp voor zon en 1 deelnemer per 2 kWp voor wind) die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen.
- De realisatietermijn is 2 jaar voor zon-pv, 3 jaar voor de overige technieken.
- Onder de kostprijs 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.
- De subsidieperiode is 15 jaar.
- Binnen een categorie moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag.
- Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
- De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 januari 2022 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2022 van kracht zal worden. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met EZK plaatsvinden.
- Er wordt uitgegaan van generiek in Nederland geldende regels.
- 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.
- Bij het bepalen van de kostenparameters dient rekening gehouden te worden met de uiterste termijn voor het in gebruik nemen van de installatie: twee jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie en drie jaar voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit waterkracht en windenergie.

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt is projectfinanciering.
- Er wordt rekening gehouden met bijzondere kenmerken en diversiteit van SCE-projecten bij het bepalen van de verhouding eigen vermogen / vreemd vermogen en rentepercentage.
- 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 subsidieperiode.
- Voor de verwachte inflatiecijfers wordt aangesloten bij de Klimaat- en Energieverkenning (KEV 2021).
- Het correctiebedrag is de som van de EPEX *day ahead*-prijs voor Nederland vermenigvuldigd met de profiel- en onbalanskostenfactor (verschillend voor windenergie op land en zon-pv) en de waarde van Garanties van Oorsprong.
- Ga voor installaties op een kleinverbruikersaansluiting uit van 100 procent netlevering.
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en 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 is gebaseerd op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen.
- 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.
- We ontvangen graag overwegingen of het wenselijk is om differentiatie aan te brengen tussen zon-pv-installaties op gebouwen en op veld voor systemen op een grootverbruikersaansluiting.
- Voor zon-pv-systemen op grootverbruikersaansluiting de basisbedragen bepalen voor een netaansluiting van 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen én van 50 procent van het vermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit. Daarnaast onderzoeken wat de effecten zijn van andere aansluitwaarden tussen 40 en 70 procent van het vermogen van de zonnepanelen en overwegingen van belanghebbenden inventariseren over wat in dit bereik de optimale netaansluiting is.

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.
- Er wordt uitgegaan van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren windrapport, conform de SDE++-systematiek.
- Ter bespreking: is het verstandig om voor windturbines op kleinverbruikersaansluiting geen differentiatie naar windsnelheid toe te passen?

Bijlage 2 Reacties uit de marktconsultatie

Tabel B.1

Reacties uit de marktconsultatie

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Algemeen	Veel businesscases zijn niet rendabel of financieerbaar. Inspreker heeft 65 businesscases aangeleverd waaruit dit zou blijken voor zowel kleine als grote projecten.	<p>De verslechtering van rendabiliteit is onder meer veroorzaakt door de forse stijging van de rente in reactie op de gestegen inflatie. De inflatie is toegenomen door onverwachte prijsschokken, waaronder de effecten van de oorlog in Oekraïne op de energie- en voedselprijzen en het herstel van de vraag naar goederen en diensten na de COVID-19-pandemie. Deze trendbreuk was niet voorzien, ook niet door marktpartijen. De rente wordt, net als andere financiële parameters, jaarlijks geactualiseerd.</p> <p>In aanvulling op de recente, historische rente is dit jaar ook de door de markt verwachte rente berekend op het verwachte moment van openstelling van de SCE-regeling in 2023. Hiermee kan een wat robuustere inschatting worden gemaakt van de toekomstige rente, hoewel de onzekerheid rond de renteontwikkeling nog steeds groot is en afgelopen jaar is toegenomen.</p> <p>In het licht van recente kostenstijgingen van grondstoffen en halffabricaten zijn diverse kostenparameters geactualiseerd.</p> <p>Met deze aanpassingen is de berekening zo gemaakt dat het merendeel van de projecten gerealiseerd kan worden.</p>
Financiering: duur van de lening	De duur van de lening zou net als de rentetarieven in lijn moeten zijn met het realisatiefonds. Het realisatiefonds eist dat een lening in maximaal 13,5 jaar wordt afgelost.	De duur van de lening en de afschrijvingstermijn zijn net als in de SDE++ gelijk verondersteld aan de subsidie-duur van 15 jaar.
Financiering: omgang met reserves	Kosten voor het meefinancieren van een financiële reserve moeten net als in het businesscase-rekenmodel voor het realisatiefonds van brancheorganisatie Energie Samen worden meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Een voorbeeld hiervan is een reservering voor het vervangen van de omvormers, dit is een eis van het realisatiefonds.	Het OT-model is een vereenvoudigd kasstroommodel voor een generieke businesscase waarbij geen rekening kan worden gehouden met financiële projectoptimalisatie, zoals het zoveel mogelijk spreiden van baten en kosten over de levensduur van het project (<i>financial engineering</i>). Het OT-model is niet bedoeld voor gedetailleerde businesscase-berekeningen.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Financiering: rendement op eigen vermogen	<p>Uitgangspunt is: 'Een referentieproject is een energiecoöperatie die volledig bestaat uit burgers die zelf het benodigde financieel vermogen inleggen'. In de berekening van de kostprijs wordt rekening gehouden 'een redelijke winstmarge'. Inspreker veronderstelt hierbij dat gedoeld wordt op de winstmarge op de eigen inleg.</p> <p>Van belang is dan om op te merken dat projecten in toenemende mate grotendeels met vreemd vermogen worden gefinancierd. Door de beoogde hefboomwerking van inbreng van vreemd vermogen neemt het procentuele rendement op het eigen vermogen (de inleg van de leden) fors toe. Een 'redelijke winstmarge' uitdrukken als procentueel rendement op het eigen vermogen kan dan het absolute rendement behoorlijk drukken.</p> <p>Voorbeeld: als leden een eenmalige inleg van € 10 doen (om zo ook deelname van mensen met een dunnere portemonnee mogelijk te maken!) en het vrij besteedbaar resultaat per lid is € 100 per jaar, dan is het rendement 1.000%. Als dat procentuele rendement in de berekening van de kostprijs wordt genormeerd op bijv. 12%, dan blijft er in absolute bedragen vrijwel geen 'redelijke winstmarge' over.</p>	<p>De redelijke winstmarge betreft de winstmarge op het gehele project. We rekenen met marktconforme rendementen op vreemd en eigen vermogen. Wat betreft het rendement op eigen vermogen, dus de eigen inleg, is het aan de coöperaties zelf om het adequate, vrij besteedbare resultaat over de leden van de coöperatie te verdelen.</p>
Wind: algemeen	<p>Er zijn (in ieder geval) twee redenen voor het geringe aantal aanvragen voor SCE.</p> <p>Allereerst kennen vergunningstrajecten voor windturbines met een capaciteit van 1 MW doorlooptijden langer dan een jaar.</p> <p>Ten tweede biedt de 2022 SCE voor 1 MW-windturbines geen rendabele businesscase meer. Nadat de Postcoderoosregeling in 2021 vervangen werd door de SCE is een flink aantal coöperaties, goed voor naar schatting 5 tot 10 MW aan projecten, gestart met het ontwikkelen van windprojecten. De onverwachte afslag op de definitieve SCE 2022-tarieven t.o.v. de concept-adviesbedragen heeft ertoe geleid dat deze coöperaties een afwachtende houding hebben aangenomen.</p>	<p>De basisbedragen zijn verhoogd aan de hand van de gewijzigde financieel-economische parameters.</p>
Wind: algemeen	<p>Het aantal aanvragen voor windenergie is tot nu toe klein omdat de SCE-regeling pas in 2021 is geïntroduceerd. En de vastgestelde SCE-tarieven voor 2022 zijn dusdanig laag dat er geen rendabele businesscase te maken is.</p> <p>Wij kennen ca. 4 windplannen die gunstiger SCE-tarieven afwachten alvorens langdurige en dure vergunningstrajecten te starten.</p>	<p>Zowel de vermeende tekortkomingen van de SCE-bedragen als de huidige prijsstijgingen zijn verwerkt in het huidige SCE-advies.</p>

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
	Gezien de doelstellingen van de Postcode-roosregeling, het stimuleren van de energietransitie bij en met burgers/kleinverbruikers, zou de gekoppelde SCE-regeling dit juist meer moeten faciliteren. Bij een windproject van (maximaal) 1 MW worden minimaal 500 burgers/bedrijven betrokken. Er dienen naar onze mening juist wel aanpassingen in de technisch-economische parameters van de SCE-wind doorgevoerd te worden. Zie o.a. de reacties op het eindadvies van SCE-wind 2022. Daarnaast zijn inflaties/prijsstijgingen sterk van invloed op de kostprijzen van materialen en diensten.	
Wind: grondvergoeding	Het betreft in de SCE middelgrote/kleine windturbines tot 1 MW. De SDE++-systematiek gaat uit van grote kostenefficiënte windturbines van 3-6 MW in grote windparken. De grondvergoeding per windturbine in een windpark wordt daarbij berekend op € 0,0021/kWh en dat is minimaal € 25.000/jaar per windturbine. Qua grondoppervlak en omgevingsbelastingen (geluid e.d.) maakt het grondgebruik van een middelgrote windturbine van 1 MW weinig verschil. Wij stellen voor de grondvergoeding bij de SCE-wind per turbine te baseren op 50% van de SDE++-systematiek of jaarlijks € 10.000/MW.	De grondkostenverrekening is onderdeel van de uitgangspunten die door EZK zijn meegegeven. We hebben dit punt dan ook doorgegeven aan EZK. Het heeft niet geleid tot aanpassing van de berekening.
Wind: investerings- en voorbereidingskosten	De investeringskosten voor een 1 MW-windturbineproject bedragen volgens onze berekeningen [xxx] euro ³ en niet 1.350.000 euro (exclusief ontwikkelingskosten).	De informatie is meegewogen in de herijking van de investeringskosten.
Wind: operationele kosten	Variabele operationele kosten. Een marktconform tarief voor garantie en onderhoud voor een 1 MW-turbine is [xxx] eurocent per kWh en niet 0,9 eurocent per kWh.	De informatie is meegewogen in de herijking van de O&M-kosten.
Zon-pv: notariskosten gva	Aparte notariskosten voor recht van opstal moeten meegenomen worden voor gva projecten	Dit was reeds opgenomen en deze reactie heeft daarom niet geleid tot aanpassing van de berekening.

³ Het vermelde getal is gemaskeerd vanwege het bedrijfsgevoelige karakter.

Onderwerp	Consultatie-inbreng	Reactie PBL, TNO en DNV
Zon-pv: economische levensduur	Volgens marktpartijen worden de systemen na het einde van het project (15-16 jaar) aan de dakeigenaren overgedragen, daarmee vallen de inkomsten in de jaren 15/16-20 toe aan de dakeigenaren i.p.v. het project.	Er is geen afdoende onderbouwing geleverd dat dit de algemeen geldende praktijk is. Bovendien wordt er reeds een vergoeding voor dakhuur gegeven, projectoverdracht na de economische levensduur zou dan een dubbele vergoeding aan dakeigenaren betekenen. Verder geldt dat volgens de handleiding bij het businesscase-rekenmodel voor het realisatiefonds van brancheorganisatie Energie Samen wordt uitgegaan van een economische levensduur van 25 jaar. Binnen de SCE veronderstellen we analoog aan de SDE++ voor zon-pv een economische levensduur van 20 jaar.
Zon-pv: kosten netaansluiting kva	De netaansluiting bij een kva zou altijd een nieuw aansluitpunt moeten zijn (kosten eenmalig € 2.000)	Deze kosten zijn toegevoegd.
Zon-pv: realisatieperiode	De realisatieperiode is langer dan 1 jaar.	Dit komt overeen met de uitgangspunten.
Zon-pv: referentiesysteem	Grootte referentiesysteem: de markt wil een gva-systeem van referentie 250 kWp naar (bijvoorbeeld) 150 kWp.	Het referentiesysteem is aangepast.
Zon-pv: Scope 12 inspecties	Kosten voor Scope 12 zouden toegevoegd moeten worden (kva € 750 à € 800 eenmalig, daarna 1x per 5 jaar, gva € 1.000 à € 1.200 eenmalig, daarna 1x per 5 jaar)	Deze kosten zijn toegevoegd.
Zon-pv: systeemgrenzen	De markt zou graag de systeemgrenzen oprekken naar 6 MWp (zon-pv) en 18 MW (wind).	Dit is niet doorgevoerd. De voorkeur gaat uit naar het hebben van een stabiele regeling voordat de systeemgrenzen significant vergroot worden.