



Planbureau voor de Leefomgeving

POSTCODEROOSSUBSIDIEREGELING

Conceptadvies 2021

Notitie

Sander Lensink (editor) (PBL)

19 juni 2020

TNO



PBL

Colofon

Postcoderoossubsidieregeling – Conceptadvies 2021

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4116

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink (editor), Luuk Beurskens (TNO EnergieTransitie), Adriaan van der Welle (TNO EnergieTransitie), Bart in 't Groen (DNV GL), Jasper Lemmens (DNV GL), Iulia Pișcă (PBL)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Sander Lensink (2020), Postcoderoossubsidieregeling Conceptadvies 2021, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

| | |
|---|-----------|
| 1. Beschrijving adviesvraag | 5 |
| 1.1. Introductie | 5 |
| 1.2. Advies Postcoderoosregeling en grootte van projecten | 5 |
| 1.3. Marktconsultatie | 6 |
| 2. Werkwijze | 7 |
| 2.1. Uitgangspunten en rekenmethode | 7 |
| 2.2. Meegenomen kosten | 7 |
| 3. Financiering | 9 |
| 3.1. Inleiding | 9 |
| 3.2. Rendement op vreemd vermogen | 10 |
| 3.3. Rendement op eigen vermogen | 10 |
| 3.4. Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen | 11 |
| 3.5. Inflatie | 12 |
| 3.6. Afschrijvingstermijn | 12 |
| 3.7. Economische restwaarde | 12 |
| 3.8. Vermogenskostenvergoeding | 13 |
| 4. Zonne-energie | 14 |
| 4.1. Beschrijving referentie-installatie | 14 |
| 4.2. Kostenbevindingen | 14 |
| 4.2.1. Investeringskosten | 14 |
| 4.2.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten | 14 |
| 4.2.3. Technisch-economische parameters | 15 |
| 4.3. Voorbereidingskosten | 15 |
| 4.4. Uitvraag aan de markt | 16 |
| 5. Windenergie | 17 |
| 5.1. Beschrijving referentie-installatie | 17 |
| 5.2. Kostenbevindingen | 18 |
| 5.1.1. Investeringskosten | 18 |
| 5.1.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten | 18 |
| 5.3. Voorbereidingskosten | 19 |
| 6. Waterkracht | 20 |
| 6.1. Beschrijving referentie-installatie | 20 |
| 6.2. Kostenbevindingen | 20 |
| 6.3. Voorbereidingskosten | 21 |
| 7. Basisprijzen en correctiebedragen | 22 |

| | |
|---|-----------|
| 7.1. Inleiding | 22 |
| 7.2. Toelichting correctiebedragen | 22 |
| 7.3. Garanties van Oorsprong (GvO's) | 24 |
| 7.4. Basisprijzen | 25 |
| 8. Conclusie | 27 |
| 9. Vragen en overwegingen | 28 |
| Bijlage uitgangspunten | 29 |
| Uitgangspunten berekeningen PBL t.b.v. postcoderoossubsidie | 29 |

1. Beschrijving adviesvraag

1.1. Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd advies uitbrengen over de te verwachten elektriciteitsproductiekosten voor waterkracht, windenergie en zon-PV zoals deze toegepast zouden kunnen worden in een nieuw vorm te geven Postcoderoossubsidiering (PCRS), voor toepassing vanaf het jaar 2021.

De in deze analyse gebruikte terminologie is analoog aan de regeling SDE++ en de adviesvraag omvat de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen en enkele aanvullende vragen.

In het onderzoeksproces dat onderliggend is aan het advies, heeft het PBL ondersteuning gevraagd aan TNO EnergieTransitie en DNV GL. Binnen dit proces is een marktconsultatie voorzien voor juli 2020.

1.2. Advies Postcoderoossubsidiering en grootte van projecten

Vanuit energiecoöperaties is de wens geuit om de zogenoemde postcoderoosregeling aan te passen. In deze notitie wordt op verzoek van EZK uitwerking gegeven aan een variant, waarbij de geproduceerde elektriciteit middels een subsidiebedrag per kWh vergoed wordt, zonder korting op de energiebelasting. Dit wordt hier de postcoderoossubsidiering genoemd.

Deze notitie bevat het conceptadvies voor drie bronnen van hernieuwbare elektriciteit, waarbij de typische schaalgroottes gericht zijn op postcoderoosprojecten en daarmee kunnen afwijken van schaalgroottes in andere SDE++-categorieën voor waterkracht, wind- en zonne-energie:

- Waterkracht (referentievermogen 50 kW)
- Windenergie (referentievermogen 1 MW)
- Zon-PV (referentievermogen 100 kWp)

Het advies wordt gegeven binnen door EZK bepaalde uitgangspunten. De adviesvraag en uitgangspunten staan integraal weergegeven in Bijlage 1.

1.3. Marktconsultatie

Belanghebbenden worden uitgenodigd om in een open consultatieronde een reactie te geven op het conceptadvies en de onderliggende kostenbevindingen per thema. De marktconsultatie zal plaatsvinden in juli 2020. Reacties zijn welkom in schriftelijke vorm en er zal één plenaire bijeenkomst via videobellen plaatsvinden (geen individuele gesprekken).

Op basis van schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken stellen PBL, TNO en DNV GL vervolgens het eindadvies op voor EZK. De minister van EZK besluit uiteindelijk over de nieuwe Postcoderoossubsidieregeling.

2. Werkwijze

2.1. Uitgangspunten en rekenmethode

De uitgangspunten voor de Postcoderoossubsidierегeling zijn opgenomen in Bijlage 1. De rekenmethode is gebaseerd op de onrendabele-topmodellen die voor SDE++ gebruikt worden, waarin echter een aantal onderwerpen specifieke aannames kennen. In dit advies worden achtereenvolgens de financieringsparameters besproken, de basisprijzen en correctiebedragen, en achtereenvolgens komen de technieken zon-PV, windenergie en waterkracht aan de orde. De basisbedragen worden gepresenteerd in het hoofdstuk Conclusie. Dit rapport wordt afgesloten met enkele vragen aan de markt.

2.2. Meegenomen kosten

Ter verduidelijking van de wel en niet meegewogen kosten binnen de Postcoderoossubsidie-regeling staan in tabel 2-1 welke kosten er wel en niet meegenomen worden in de bepaling van het basisbedrag. Verder worden de meeste meegenomen kostenposten in de onrendabele top berekening meegenomen als kasstromen, terwijl de resterende kostenposten - gegeven de uitgangspunten - worden verondersteld uit het rendement op eigen vermogen te worden vergoed. Deze resterende kostenposten (afsluitprovisies, participatiekosten, voorbereidingskosten) krijgen speciale aandacht in deze analyse; er wordt gekeken hoe deze niet voor directe vergoeding in aanmerking komende kosten het rendement op eigen vermogen van projecten beïnvloeden.

Tabel 2-1 Overzicht van de kostencomponenten die wel en niet meegenomen zijn in de berekening

| Kosten | Groep | | Zonne-energie | Wind-energie | Waterkracht |
|--|-------------------------------|---|----------------|----------------|----------------|
| Meegenomen kosten, analoog aan SDE++ | Investeringskosten | Techniekkosten | X | X | X |
| | | Netwerkaansluiting | X | X | X |
| | | Notariskosten | X | X | X |
| | Variabele operationele kosten | <i>Operation and Maintenance (O&M)</i> | - ¹ | X | - ¹ |
| | | Grondkosten | - | X | - |
| | Vaste operationele kosten | <i>Operation and Maintenance (O&M)</i> | X | X | X |
| | | Brutoproductiemeter | X | X | X |
| | | Verzekering | X | X | X |
| | | Netwerkaansluiting | X | X | X |
| | | Onroerendezaakbelasting (OZB) | X | X | X |
| | | Omvormervervanging | X | - ² | - ² |
| Restwaarde | | X ³ | X | X ³ | |
| Meegenomen kosten, additioneel t.o.v. SDE++ | Vaste operationele kosten | Recht van opstal (administratieve kosten èn dakhuur) | X | X | X |
| | | Administratiekosten gedurende de looptijd van het project | X | X | X |
| Meegenomen in de analyse via het rendement op eigen vermogen | Investeringskosten | Afsluitprovisies | X | X | X |
| | | Participatiekosten | X | X | X |
| | | Vorbereidingskosten | X | X | X |

X: kosten zijn meegenomen.

-: kosten zijn niet meegenomen.

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

2: Omvormervervanging is bij waterkracht en windenergie niet van toepassing.

3: De restwaarde voor zonne-energie na een economische levensduur van 20 jaar is nul verondersteld, voor waterkracht na een economische levensduur van 15 jaar. Voor windenergie is de restwaarde na een economische levensduur van 20 jaar positief.

3. Financiering

3.1. Inleiding

Het uitgangspunt voor financiering van Postcoderoossubsidierегeling (PCRS) projecten is projectfinanciering. We houden hierbij rekening met de bijzondere kenmerken van PCRS-projecten en proberen de diversiteit van PCRS-projecten zo goed mogelijk mee te nemen in de analyse. Specifiek is gekeken naar de vergoeding van voorbereidingskosten (zoals per technologie geïdentificeerd in de hoofdstukken 4-6 hierna) via een opslag op het rendement voor eigen vermogen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen, zijn weergegeven in Tabel 3-1 en worden in de onderstaande tekst achtereenvolgens nader toegelicht. Ook andere relevante financieringsparameters zoals afschrijvingstermijnen en economische restwaarde worden besproken. Het hoofdstuk sluit af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor zonne-energie-, windenergie- en waterkrachtprojecten. Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelde situatie voor groepen van PCRS-projecten. Dat laat onverlet dat in de praktijk PCRS-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

Tabel 3-1 Samenvatting van gehanteerde financiële parameters voor de PCRS

| Financiële parameter | Gehanteerde waarde | Toelichting |
|--|--------------------|---|
| Rendement op vreemd vermogen | | |
| Rendement op vreemd vermogen | 2,5 % | Zonne-energie Windenergie Waterkracht |
| Rendement op eigen vermogen | | |
| Rendement op eigen vermogen | 9,7 % | Zonne-energie |
| | 8,8 % | Windenergie |
| | 10,1 % | Waterkracht |
| Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen | | |
| Verhouding vreemd vermogen (VV) / eigen vermogen (EV) | 50% VV / 50% EV | Zonne-energie Windenergie Waterkracht |
| Vennootschapsbelasting | | |
| Verondersteld percentage gedurende de economische levensduur van het project | 15,0 % | Voor projecten met een winst van maximaal € 200.000 per jaar geldt een jaarlijks tarief van 15,0% |
| Inflatie | | |
| Inflatie van alle kostenposten | 1,5% / jaar | |

3.2. Rendement op vreemd vermogen

Het gevraagde rendement op vreemd vermogen varieert aanzienlijk. Dit hangt samen met provinciale of gemeentelijke energiefondsen en garantstellingen. Sommige projecten kunnen gebruik maken van provinciaal energiefonds en lenen tegen 2,5 à 3%, andere projecten hebben toegang tot nog goedkopere provinciale of gemeentelijke fondsen en lenen tegen 0,7% rente. Weer andere projecten maken gebruik van gemeentelijke garantstellingen en lenen gemiddeld tegen circa 1,8% rente. In de lokale energiemonitor 2019 wordt aangegeven dat er soms door coöperatiedeelnemers een achtergestelde lening wordt verstrekt met een rente van 5% (Hieropgewekt & RVO, 2020). Achtergestelde leningen worden vanwege het hogere risico echter vaak als onderdeel gezien van het risicodragend vermogen, waartoe ook eigen vermogen behoort. Het rendement op achtergestelde leningen is daarom niet representatief voor standaard vreemd vermogen oftewel bankleningen. Een rente van 2,5% volstaat daarom voor het merendeel van de projecten.

3.3. Rendement op eigen vermogen

Het benodigde rendement op eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten.

Voor de bepaling van het benodigde rendement op eigen vermogen voor coöperaties is relevant wat de coöperatieleden in andere subsidieregelingen dan de PCRS, zoals de SDE++ en salderingsregeling, voor rendement op eigen vermogen kunnen behalen. In de praktijk maken energiecollectieven ook een keuze tussen deze drie typen regelingen om de productie rendabel te maken.

De SDE++-regeling is het populairst (Hieropgewekt & CBS, 2020). Wat dat betreft ligt het voor de hand om aan te sluiten bij het rendement op eigen vermogen dat de SDE++-regeling biedt. Dit is een technologie-afhankelijk rendement in lijn met de verschillende risicoprofielen en ontwikkelingsstadia waarin de specifieke technologieën zich bevinden. Een kanttekening hierbij is dat gegeven de spreiding van risico's over veel coöperatieleden, de beperkte kapitaalbreng per lid en het risicoverlagende effect van subsidies het risico van PCRS-projecten erg laag is en wellicht beter vergelijkbaar met spaarrekeningen dan met risicovolle beleggingen.

Een alternatief is om aan te sluiten bij de salderingsregeling. Er kan worden beargumenteerd dat coöperatieleden eigenlijk zelf zonnepanelen hadden willen neerleggen en gebruik hadden willen maken van de salderingsregeling, maar omdat ze geen dak in eigendom hebben dat niet kunnen doen. Dit pleit ervoor dat de maatstaf het rendement op eigen vermogen is dat ze zouden kunnen behalen als saldering wel mogelijk zou zijn.

Echter, gegeven dat de salderingsregeling minder bruikbaar en daardoor minder populair is voor energiecollectieven dan de SDE++-regeling en gezien de aangekondigde afbouw van de salderingsregeling, wordt voorgesteld om bij de vaststelling van het rendement op eigen vermogen uit te gaan van de SDE++-regeling.

Een aandachtspunt hierbij is de omgang met kostenposten die op basis van een EZK uitgangspunt niet als kasstroom worden meegenomen (zie tabel 2-1) in zowel de SDE++ als PCRS-regelingen, maar betaald worden uit het rendement op eigen vermogen. Dit zijn de kostenposten afsluitprovisies, voorbereidingskosten en participatiekosten. Specifiek voor coöperaties geldt dat vanwege de kleinere schaal van projecten er meer tijd en kosten gemoeid zijn met onder meer de noodzakelijke professionele ondersteuning (vooral voorbereidingskosten), administratie (O&M kosten), en promotie en communicatie van het project ten behoeve van ledenwerving (participatiekosten). Daarnaast geldt er voor de PCRS-regeling een

andere verhouding VV/EV waardoor de afsluitprovisies, voorbereidings-kosten en participatiekosten (hierna: voorbereidingskosten) over een relatief groter aandeel eigen vermogen worden omgeslagen. Daarom is geanalyseerd welk rendement op eigen vermogen adequaat is om binnen het kader van de van EZK meegekregen uitgangspunten de hogere voorbereidingskosten van postcoderoosprojecten te compenseren. Voor deze analyse zijn de voorbereidingskosten zoals genoemd in hoofdstukken 4-6 over respectievelijk zonne-energie, wind-energie en waterkracht genomen. Tabel 3-2 vat de veronderstellingen samen en laat het resulterende rendement op eigen vermogen inclusief opslag ter dekking van de PCRS-voorbereidingskosten zien. Duidelijk zichtbaar is dat bij grotere projecten relatief minder voorbereidingskosten nodig zijn dan bij kleinere projecten.

Tabel 3-2 Verrekening van voorbereidingskosten

| Technologie | Zonne-energie | Windenergie | Waterkracht |
|---|---------------|-----------------------|-------------|
| Referentiegruote installatie [kW] | 100 | 1000 | 50 |
| Vorbereidingskosten [euro] | 11.000 | 51.000 | 11.000 |
| Rendement op eigen vermogen inclusief opslag voor PCRS-voorbereidingskosten [%] | 9,7% | 8,9-9,0% ¹ | 10,1% |

¹: afhankelijk van aantal vollasturen

Vergoeding van de voorbereidingskosten draagt eraan bij om de PCRS aantrekkelijk te houden voor coöperaties ten opzichte van partijen die gebruik kunnen maken van alternatieve regelingen zoals de SDE++ en saldering van eigen verbruik, en is bovendien realistisch vanwege de extra administratieve eisen die de PCRS stelt ten opzichte van de SDE++.

3.4. Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Op basis van informatie verkregen uit consultatiegesprekken en andere bronnen is er een grote diversiteit zichtbaar in de vermogensstructuur van projecten. Een deel van de projecten wordt met 100% eigen vermogen gefinancierd, een ander deel van de projecten met een verhouding VV/EV van circa 50/50 en weer een ander deel met een verhouding VV/EV van bijna 100/0 waarvan circa 20% van het vreemd vermogen achtergestelde leningen betreft en maar een paar procent eigen vermogen wordt ingebracht (het 'Op Rozen'-concept en vergelijkbare financieringsconcepten). Deze grote variatie is bij alle technologieën zichtbaar. Daarom zijn er geen technologie-specifieke verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen bepaald, maar wordt voorgesteld om een generieke verhouding VV/EV te gebruiken voor alle PCRS-projecten.

Het aantal projecten waarbij de ontwikkelaars 100% eigen vermogen inbrengen neemt echter snel af. Bij grotere projecten brengen zij zoals gebruikelijk bij projectfinanciering van duurzame energieproductie 10-30% eigen vermogen in, 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, met een laag of zelfs helemaal geen instapbedrag (Hieropgewekt & CBS, 2020).

Een verhouding VV/EV van 50/50 lijkt daarom in het merendeel van de projecten haalbaar. Gegeven de schaalvergroting van coöperatieve projecten en de beschikbaarheid van financieringsconcepten die deelname aan projecten met een laag instapbedrag mogelijk maken lijkt op afzienbare termijn een verhouding VV/EV van 75/25 realistisch. Om aan te sluiten bij projecten die nu in de pijplijn zitten, zijn we uitgegaan van een verhouding VV/EV van 50/50.

3.5. Inflatie

Voor de inflatie wordt gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Het is inherent moeilijk om te werken met inflatieprognoses voor de jaren 2021-2036. Voor de basisbedragen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting bij *financial close* van PCRS-projecten, dat wil zeggen in de jaren kort na 2021. Hier wordt dezelfde inflatie-indicator en bron gebruikt als in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). De KEV 2019 geeft indexcijfers voor de geharmoniseerde consumentenprijsindex (hicip), hieruit kan een gemiddeld inflatiepercentage worden berekend van krap 1,6% over de periode 2020-2030. De KEV 2020 is nog niet gepubliceerd, maar zal zich baseren op de recentste inflatieprognose van het CPB (Centraal Economisch Plan 2020).¹ Deze prognose geeft aan dat de hicip voor de periode 2022-2025 1,5% bedraagt. Deze prognoses dateren van voor de coronacrisis en zijn daarom mogelijk achterhaald. De coronacrisis leidt naar verwachting in 2020 tot deflatie, maar de gevolgen voor 2021 en daarna zijn nog ongewis: de voorspellingen kennen een zeer grote bandbreedte (CPB, Scenario's economische gevolgen coronacrisis, Maart 2020). Naar verwachting verbetert de komende maanden het zicht op duur en diepte van de crisis en wordt daarmee duidelijker welk inflatiepercentage voor de jaren na 2021 adequaat kan zijn. Als dit het geval is, kan bij gewijzigde inzichten het inflatiepercentage worden aangepast in het definitieve advies. In dit advies wordt vooralsnog gerekend met een lange termijn inflatie van 1,5% per jaar.

3.6. Afschrijvingstermijn

Er wordt uitgegaan van een subsidieduur van 15 jaar. De duur van de lening en de afschrijvingstermijnen zijn gelijk verondersteld aan de subsidieduur. Uitbetalingen van de PCRS-vergoeding na 15 jaar ten gevolge van eventuele banking² in de PCRS, zijn niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. Bij projectfinanciering kan een geldverstrekker in de praktijk wensen dat de lening in een kortere periode, bijvoorbeeld 14 jaar, wordt afgelost. Hierdoor verkrijgt de geldverstrekker meer zekerheid dat de lening ook geheel kan worden afgelost. Hiervoor wordt niet gecompenseerd in de basisbedragen.

3.7. Economische restwaarde

Economische restwaarde kan ontstaan als de levensduur van een project langer is dan de duur van de PCRS-subsidie. Voor de levensduur 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 windenergie kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energie van 25 jaar of meer. Bij waterkrachttechnologieën hebben delen van het project een langere levensduur.

De economische levensduur na afloop van de subsidieperiode is sterk afhankelijk van het dan inkomen genererend vermogen. Deze hangt nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2035 en 2045. Tegenover de voordelen staan ook nog kosten. Niet alleen lopen de O&M-

¹ CPB, Kerngegevens tabel CEP 2020, Maart 2020.

² Het is mogelijk om subsidiabele productie die niet is benut mee te nemen naar een volgend jaar. Dit wordt *banking* genoemd. Na de reguliere subsidieperiode kan de producent van hernieuwbare energie nog één jaar de tijd krijgen om eventueel niet benutte productie in te halen.

kosten door bij een langere levensduur, maar deze zullen ook oplopen. Tevens zal de productie (door meer onderhoud dan wel lagere betrouwbaarheid) langzaam afnemen.

Voor windenergie en zonne-energie is analoog aan de SDE++ gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na beëindiging van de PCRS-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 waterkracht zien we een onvoldoende onderscheidend voordeel door economische restwaarde om de basisbedragen hiervoor te corrigeren.

3.8. Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen worden verdeeld tussen geldverstrekker en PCRS-projectontwikkelaar is bij de gegeven onderzoeksuitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde basisbedragen. Tabel 3-3 toont per thema (geclusterde categorieën) de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC).

Tabel 3-3 Vermogenskostenvergoeding (WACC³) per thema voor de PCRS 2021

| Thema | Vollasturen | WACC – voorbereidingskosten via rendement op eigen vermogen [nominaal / reëel] |
|---------------|-------------|--|
| Zonne-energie | 950 | 5,9% / 4,3% |
| Windenergie | 3120 | 5,6% / 4,0% |
| | 1790-2800 | 5,5% / 3,9% |
| Waterkracht | 5000 | 6,1% / 4,5% |

³ Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \times [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$.

4. Zonne-energie

4.1. Beschrijving referentie-installatie

Het referentiesysteem is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 100 kWp aangesloten op een bestaande grootverbruikersaansluiting.

4.2. Kostenbevindingen

In de basis wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Een eerste marktverkenning bracht naar voren dat PV-projecten van (lokale) energiecorporaties een afwijkende kostenstructuur kennen. De systemen zijn typisch kleiner dan het referentiesysteem van de SDE++-categorie voor systemen <1 MWp.

4.2.1. Investeringskosten

Vanwege de beperkte systeemgrootte van een 100kWp-systeem ten opzichte van de grotere referentiesystemen in de SDE++-regeling zijn de kostenschaalvoordelen beperkt. De initiële marktverkenning wijst uit dat de investeringskosten circa 5% hoger uitvallen dan de kosten van een 250kWp-systeem, wat in de SDE++-regeling een referentiegrootte is. De investeringskosten in 2020 voor een 100kWp-systeem komen daarmee uit op 705 €/kWp. Voor het peiljaar 2022 komen de kosten voor een 100kWp-systeem uit op 680 €/kWp. Hierin zijn ook notariskosten meegenomen à 5 €/kWp.

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

In de marktconsultatie is aangegeven dat een (lokale) energiecoöperatie relatief hoge operationele kosten kent ten opzichte van grootschalige PV-projecten. Voornamelijk organisatie- en administratiekosten zijn relatief hoog. De aangeleverde documentatie staat het niet altijd toe om een typische waarde van deze extra kosten te bepalen. Voor dit conceptadvies zijn de waardes gekozen zoals vermeld in tabel 4-1.

De omvormervervanging is in bedrijfsjaar twaalf ingeboekt tegen een bedrag van € 1700. Dit bedrag representeert het gedeelte van vervangingskosten voor de resterende subsidieperiode ten opzichte van de verwachte levensduur.

In overeenstemming met SDE++ worden contractkosten van 0,0019 €/kWh meegenomen in de analyse.

Tabel 4-1 Overzicht van vaste operationele kosten (€/kWp/jaar)

| Kostenpost | Waarde [€/kWp/jaar] |
|--|------------------------|
| O&M | 6 |
| Brutoproductiemeter | 5 |
| Verzekering | 2 |
| Netwerkaansluiting | 1,5 |
| Administratieve kosten | 2 |
| OZB | 2,2 |
| Dakhuur | 4 |
| Totaal vaste operationele kosten PCRS 2021 | 22,7 |

4.2.3. Technisch-economische parameters

De technisch-economische parameters zijn samengevat in tabel 4-2. Het referentiesysteem voor deze categorie is een gebouwgebonden systeem met een vermogen van 100 kWp.

Tabel 4-2 Technisch-economische parameters zon-PV in de Postcoderoossubsidie-regeling met peiljaar 2022

| Parameter | Eenheid | Advies PCRR 2021 |
|---------------------------------------|----------------|------------------|
| Inputvermogen | [kWp output] | 100 |
| Investeringskosten | [€/kWp output] | 680 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kWp output] | 22,7 |
| Eenmalige onderhoudskosten in jaar 12 | [€] | 1700 |

4.3. Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden in principe niet direct meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar worden wel via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen (zie hoofdstuk Financiering). Notariskosten zijn al verwerkt in de investeringskosten. Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting €11000, wat voor het referentieproject van 100 kWp neerkomt op 110 €/kWp. Hierin is meegenomen: kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence en opleveringscontrole, plus kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving

(‘participatiekosten’). PV op daken mag onder voorwaarden vergunningsvrij geplaatst worden⁴, derhalve worden daar geen kosten voor aangenomen. Tabel 4-3 geeft laat deze waarden zien.

Tabel 4-3 Voorbereidingskosten (€/kWp) voor een referentiesysteem van 100 kWp.¹

| Kostenpost | Waarde [€] | Waarde voor referentiesysteem [€/kWp] |
|---|------------|---------------------------------------|
| Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021 (optioneel) | 11000 | 110 |

1: Voorbereidingskosten worden niet direct meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar worden wel via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen

4.4. Uitvraag aan de markt

Voor het nauwkeuriger kunnen beoordelen en bepalen van alle operationele kosten wordt het op prijs gesteld als over de operationele kosten tijdens de komende marktconsultatie aanvullende documentatie verstrekt zou kunnen worden.

⁴ ‘Zonnecollectoren en zonnepanelen – wanneer vergunningsvrij, wanneer omgevingsvergunning nodig?’ (2012) <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/brochures/2010/07/20/zonnecollectoren-en-zonnepanelen>

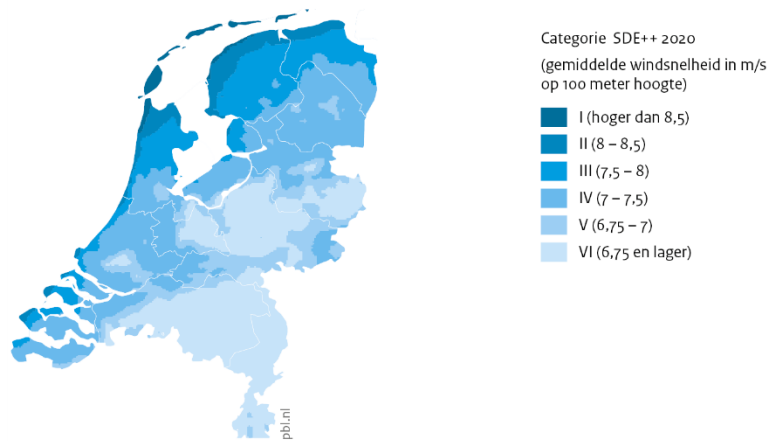
5. Windenergie

5.1. Beschrijving referentie-installatie

De referentie-installatie voor wind-op-landinstallaties in het kader van dit advies is conform EZK-uitgangspunt gesteld op 1 MW.

De differentiatie toegepast op de windenergiecategorie in deze analyse volgt dezelfde Windviewer-differentiatie op basis van windklassen zoals gebruikt in de SDE++. De Windviewer geeft voor elke locatie in Nederland de gemiddelde windsnelheid op 100 meter weer. Deze windkaart is toegevoegd hieronder ter indicatie in figuur 5-1.

Figuur 5-1 Gemiddelde windsnelheid, 2004 - 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO.nl

De onderverdeling windsnelheidscategorieën die in de onderstaande analyse worden gebruikt, zijn te vinden in tabel 5-1, en volgen de SDE++-systematiek.

Tabel 5-1 Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

| Categorieën | Windsnelheid op 100 meter [m/s] | Windsnelheid in basisbedragbepaling [m/s] |
|-------------|---------------------------------|---|
| I | > 8,50 | 8,50 |
| II | 8,00 - 8,50 | 8,00 |
| III | 7,50 – 8,00 | 7,50 |
| IV | 7,00 – 7,50 | 7,00 |
| V | 6,75 – 7,00 | 6,75 |
| VI | < 6,75 | 6,50 |

5.2. Kostenbevindingen

In de basis wordt de kostenmethodiek van de SDE++-basisbedragen gehanteerd. Op basis van de informatie van windenergiecoöperaties in Nederland is het duidelijk dat het vermogen van installaties niet groter is dan 1 MW. Dit is een aanzienlijk kleinere installatiegrootte vergeleken met die in de SDE++ (van 50 MW).

5.1.1. Investeringskosten

Het aantal windturbines met afmetingen tussen 0,5-1 MW is beperkt en biedt daardoor veel minder ontwerpflexibiliteit in vergelijking met zonne-energieprojecten. Het is gebruikelijk dat projecten van klein formaat, zoals die in deze analyse, voor *turnkey*-contracten met turbine-fabrikanten gaan. Dit betekent dat kostenposten zoals civiele infrastructuur, bouwmanagement, elektra in park, verzekeringskosten tijdens de bouw en verwijderingskosten in het contract zijn opgenomen. Kosten voor fundering (inclusief heipalen), netaansluitingskosten en notariskosten liggen vaak buiten deze contracten.

De investeringskosten in 2021 voor een 1 MW-wind-op-landinstallatie komt uit op 1200 €/kW. De restwaarde aan het einde van de levensduur is gesteld op 5% van de initiële investering.

5.1.2. O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de grondkosten en de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines. In lijn met het uitgangspunt van EZK worden de garantie- en onderhoudskosten berekend over een operationele periode van 20 jaar. De variabele garantie- en onderhoudskosten zijn op 0,0062 €/kWh vastgelegd, gemiddeld over 20 jaar.

Bovenop de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten. In de SDE++ 2021 is gerekend met grondkosten die op 0,0023 €/kWh in lijn met EZK-uitgangspunten zijn. Hiermee komen de totale variabele O&M-kosten voor deze categorie op 0,0085 €/kWh. Tezamen met de opslag voor transactiekosten en de basisprijspremie van 0,0027 €/kWh wordt het totale variabele bedrag 0,0112 €/kWh.

De vaste jaarlijkse kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Deze vaste kosten zijn voor deze analyse geschat op 18,0 €/kW.

Tabel 5-2 Technisch-economische parameters wind op land

| Parameter | Eenheid | Advies PCRR 2021 |
|--|-------------|------------------|
| Inputvermogen | [kW] | 1000 |
| Investeringskosten | [€/kW/jaar] | 1200 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW/jaar] | 18 |
| Variabele O&M-kosten, opslag voor transactiekosten, basisprijspremie | [€/kWh] | 0,0112 |

5.3.Vorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden in principe niet direct meegenomen in de berekening, maar worden wel via de veronderstelde financieringsparameters meegenomen (zie hoofdstuk Financiering). Vorbereidingskosten voor een windenergieproject zijn onder meer kosten gerelateerd aan de haalbaarheidsstudie, vergunningen, het vestigen van het opstalrecht en promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving ('participatiekosten'). Tabel 5-3 laat zien wat de geschatte cumulatieve waarde van de voorbereidingskosten voor een windenergieproject is.

Tabel 5-3 Overzicht van voorbereidingskosten (€/kW) voor een referentiesysteem van 1 MW

| Kostenpost | Waarde [€] | Waarde voor referentiesysteem [€/kWe] |
|---|---------------|--|
| Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021 (optioneel) | 51000 | 51,0 |

6. Waterkracht

6.1. Beschrijving referentie-installatie

We gaan uit van elektriciteitsopwekking uit waterlopen met een laag verval of vrije stroming, waarbij de categorieparameters zodanig zijn gedefinieerd dat de beoogde installaties voor waterkracht in één categorie zijn opgenomen.

6.2. Kostenbevindingen

Het vermogen van de referentie-installatie voor waterkracht is gebaseerd op ons bekende projecten van enerzijds "waterkrachtinstallaties met een verval van ≥ 50 cm" en anderzijds "waterkrachtinstallaties met een verval van < 50 cm" (waaronder ook vrije stroming gevat kan worden). Door diverse partijen zijn additionele projectgegevens aangeleverd, en deze zijn ook onderdeel van de gemaakte analyse. De meeste projecten blijven onder de 100 kW. Omwille van deze kleinere vermogens, waarop de PCRS zich richt, zijn de grotere projecten (van meerdere honderden kW) niet meegenomen in de analyse.

De geanalyseerde investeringskosten van beide categorieën zijn vergelijkbaar en kennen ongeveer dezelfde spreiding. Voor de operationele kosten is de waargenomen spreiding groter en minder eenduidig. De doorrekening voor deze categorie is uitgevoerd met gemiddelde waarden uit de verkregen projectdata, waarbij in de investeringskosten ook notariskosten zijn meegenomen à 5 €/kW. De investeringskosten komen zo op 4800 €/kW. In de vaste O&M-kosten zijn ook administratieve kosten meegenomen (aansname: 4 €/kW/jaar) die daarmee op 100 €/kW/jaar uitkomen.

We gaan ervan uit dat waterkrachtprojecten alleen geïnstalleerd worden op locaties waar een relatief hoog aantal vollasturen haalbaar is. Anders dan bij SDE++ worden ook administratieve kosten gedurende de looptijd van het project meegenomen. Hieronder tonen we de parameters waarmee gerekend wordt.

Tabel 6-1 Technisch-economische parameters Waterkracht

| Parameter | Eenheid | Advies PCRR 2021 |
|--------------------|-------------|------------------|
| Installatiegrootte | [kW] | 50 |
| Vollasturen | [uur/jaar] | 5000 |
| Investeringskosten | [€/kW] | 4800 |
| Vaste O&M-kosten | [€/kW/jaar] | 100 |

In overeenstemming met SDE++ worden contractkosten van 0,0019 €/kWh meegenomen in de analyse.

6.3. Voorbereidingskosten

Vorbereidingskosten worden in principe niet direct meegenomen in de kasstromen van de berekening, maar worden wel via de veronderstelde financieringsparameters meegewogen (zie hoofdstuk Financiering). Het totale bedrag aan voorbereidingskosten bedraagt naar schatting € 11.000, wat voor het referentieproject van 100 kWp neerkomt op 110 €/kWp. Hierin is meegenomen: kosten voor professionele ondersteuning in de voorbereidingsfase door een extern bureau, due diligence en opleveringscontrole, plus kosten voor promotie en communicatie ten behoeve van ledenwerving ('participatiekosten'). Voor waterkracht-projecten zijn mogelijk meerdere vergunningen nodig: een omgevingsvergunning (Wabo), een watervergunning of een vergunning in het kader van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr). Over de voor de deze vergunningen verschuldigde leges zouden we graag informatie ontvangen in de marktconsultatie. In tabel 6-2 staat de schatting van de totale voorbereidingskosten (exclusief leges).

Tabel 6-2 Overzicht van voorbereidingskosten (€/kW) voor een referentiesysteem van 50 kW¹

| Kostenpost | Waarde [€] | Waarde voor referentiesysteem [€/kW] |
|---|------------|--------------------------------------|
| Totaal voorbereidingskosten PCRS 2021 (optioneel) | 11000 | 220 |

1: Voorbereidingskosten worden meegenomen via de veronderstelde financieringsparameters

7. Basisprijzen en correctiebedragen

7.1. Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de berekening van de basisprijzen en de correctiebedragen voor de hernieuwbare energieproductie in de Postcoderoossubsidieregeling. Dit advies volgt dezelfde methodiek als in SDE++ wordt gehanteerd: de onrendabele top wordt bepaald als het verschil tussen het basisbedrag (de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit) enerzijds en het correctiebedrag (de marktprijs van hernieuwbare elektriciteit) anderzijds. Per categorie wordt tevens een basis(energie)prijs vastgesteld, die de ondergrens voor het correctiebedrag vormt. De correctiebedragen worden binnen een subsidie-beschikking jaarlijks berekend om zodoende de actuele marktwaarde te benaderen, terwijl de basisprijs binnen een subsidiebeschikking vastligt.

De berekeningswijze van het definitieve correctiebedrag en basisprijs volgt dezelfde berekeningsmethode als in de SDE++. Voor het definitieve correctiebedrag wordt een relevante, actuele marktindex van commodityprijzen gebruikt, terwijl voor de basisenergieprijs tweederde van de langetermijnprijs van de commodity wordt toegepast.

De berekende definitieve correctiebedragen voor waterkracht zijn 0,041 €/kWh, voor zon-PV (inclusief aftrek voor profiel- en onbalanskosten van zonne-energie) 0,036 €/kWh, en voor wind-op-landcategorieën (inclusief aftrek voor profiel- en onbalanskosten van windenergie) 0,037 €/kWh. De bijbehorende basisprijzen voor waterkracht zijn 0,035 €/kWh en 0,029 €/kWh voor zon-PV en de wind-op-landcategorieën.

7.2. Toelichting correctiebedragen

De marktprijs van hernieuwbare elektriciteit is een combinatie van de prijs van de elektriciteit op de markt en de prijs van het hernieuwbare karakter van de geproduceerde elektriciteit. De gemiddelde prijs van elektriciteit op de markt is niet voor ieder type productie-installatie gelijk. Bij zon-PV en windenergie is de prijs lager vanwege hogere profiel- en onbalanskosten dan bij andere technologieën zoals waterkracht. Het correctiebedrag voor de hernieuwbare energiecategorieën in dit advies zijn elektriciteit-gerelateerd, daarom is de EPEX dag-voortprijs als marktindex gebruikt. De berekeningsmethoden voor waterkracht, zon-PV en wind op land worden in tabel 7-1 weergegeven.

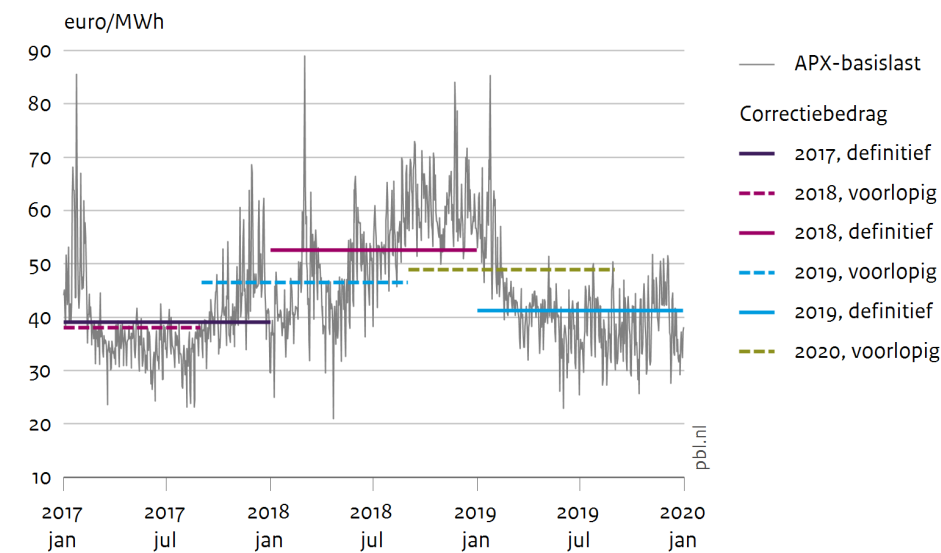
Tabel 7-1 Berekeningsmethode voor waterkracht, wind- en zonne-energie

| Categorie | Formules |
|--------------|---|
| Waterkracht | $EPEX_{\text{basislast}}$ |
| Zon-PV | $EPEX_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor zon-PV}$ |
| Wind op land | $EPEX_{\text{basislast}} \times \text{Profiel- en onbalansfactor wind op land}$ |

In de publicatie *Definitieve Correctiebedragen 2019 voor de SDE++* zijn de meeste recente berekeningen weergegeven. Zoals onderstaande grafiek laat zien, wordt gebruik gemaakt van de *day ahead*-marktindex van EPEX en wel de prijsnoteringen in de periode 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019 (groene streeplijn in figuur 7-2). De ongewogen gemiddelde $EPEX_{\text{basislast}}$ prijs over deze periode bedroeg 0,0412 €/kWh.

Figuur 7-2 Ontwikkeling van de elektriciteitsprijs

Ontwikkeling van de elektriciteitsprijs, januari 2017 t/m december 2019



Bron: ENTSO-E/APX

Windenergie en zonne-energie worden gekenmerkt door een in de tijd fluctuerende productie van elektriciteit. Door patronen in de productie ontstaat een productieprofiel. Dit productieprofiel kan voordelig of nadelig zijn voor investeerders in windturbines en zonnepanelen in de zin dat de verkoop van elektriciteit meer of minder oplevert dan de ongewogen gemiddelde *day ahead*-marktprijs. Het productieprofiel is voor zowel wind- als zonne-energie nadelig, blijkbaar is het volume aan wind- en zonne-energie groot genoeg om een waarneembare negatieve invloed op de elektriciteitsprijs uit te oefenen. Daarnaast krijgen investeerders onbalanskosten in rekening gebracht voor afwijkingen tussen enerzijds de *day ahead*-productievoorspelling en anderzijds de gerealiseerde productie van windturbines en zonnepanelen.

De profiel- en onbalansfactoren worden berekend op basis van vertrouwelijke marktdata en getoetst aan openbare data die door ENTSO-E is gepubliceerd. Ze zijn weergegeven in tabel 7-2.

Tabel 7-2 Profiel- en onbalanskosten voor wind- en zonne-energie, definitieve correctiebedragen 2019

| Parameters | Waarden gehanteerd voor definitieve correctiebedragen |
|---|---|
| EPEX basislast (gemiddelde, ongewogen) | 0,04112 €/kWh |
| Profiel- en onbalansfactor zon-PV | 0,87 |
| Profiel- en onbalansfactor wind op land | 0,91 |

De berekende waarden voor de definitieve correctiebedragen zijn getoond in tabel 7-3.⁵ Het correctiebedrag voor waterkracht bedraagt 0,041 €/kWh. Met de correctie van de profiel- en onbalansfactor bedraagt het correctiebedrag van wind-op-landcategorieën 0,037 €/kWh en voor zon-PV 0,036 €/kWh.

Tabel 7-3 Definitieve correctiebedragen 2019

| Categorie | Definitieve correctiebedragen |
|--------------|-------------------------------|
| Waterkracht | 0,041 €/kWh |
| Zon-PV | 0,036 €/kWh |
| Wind op land | 0,037 €/kWh |

7.3. Garanties van Oorsprong (GvO's)

Zoals opgemerkt in het *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020*, ligt de waarde van de garanties van oorsprong voor de elektriciteit opgewekt uit wind en zon structureel boven 0,003 €/kWh. GvO's voor Nederlandse wind en zon lagen in 2018 in de range van 0,0065 tot 0,0075 €/kWh waarbij zon GvO's worden verhandeld met een korting ten opzichte van wind GvO's. Voor 2019 zijn door marktpartijen voor zon en wind prijzen genoemd die aan de bovenkant van deze range liggen. Ook informatie beschikbaar in het publieke domein wees hierop (zie publicatie SDE++ 2020 basisbedragen).

Met ingang van de SDE++ najaarsronde 2020 zullen correctiebedragen worden gecorrigeerd voor de waarde van GvO's. Daarom is er een GvO-waarde bepaald voor de voorlopige correctiebedragen 2020. Aangezien beschikbare informatie om deze vast te stellen was beperkt door informatie-asymmetrie in de markt en gebrek aan een transparante marktindex voor GvO prijzen is deze gebaseerd op bovengenoemde gerealiseerde prijzen voor respectievelijk wind en zon GvO's in 2019.

PBL heeft de waarde van de GvO's voor de voorlopige correctiebedragen 2020 vastgesteld op 0,007 €/kWh voor windenergie en 0,0065 €/kWh voor zonne-energie, voor beide is dat afgerond 0,007 €/kWh. Het PBL is zich ervan bewust dat tegen de tijd dat projecten zijn gerealiseerd de GvO-prijzen anders kunnen zijn, bijvoorbeeld door een groter aanbod van GvO's

⁵ De definitieve correctiebedragen worden gebruikt voor de volledige uitbetaling van de te ontvangen subsidie over een verstreken jaar. Elk jaar is er ook een publicatie over de voorlopige correctiebedragen. De voorlopige correctiebedragen worden gebruikt ten behoeve van de bevoorschotting van de subsidie in het komende jaar.

door het gereedkomen van SDE++ en PCRS projecten dan wel meer of minder vraag naar GvO's. Doordat de voorlopige en definitieve correctiebedragen met wijzigingen van gereali-seerde GvO-prijzen meebewegen en deze prijzen in principe jaarlijks achteraf worden vast-gesteld hoeft er geen voorspelling van GvO-prijzen te worden gemaakt. Dit voorkomt dat de PCRS wordt gecorrigeerd voor een verkeerd voorspelde GvO-prijs. Een ander voordeel van deze systematiek is dat bij een lagere of hogere GvO prijs het totaalbedrag aan inkomsten uit het PCRS correctiebedrag plus GvO waarde gelijkblijft voor ontwikkelaars van PCRS pro-jecten.

7.4. Basisprijzen

De methodologie voor de berekening van de basisprijzen voor elektriciteit producerende ca-tegorieën is een combinatie van de elektriciteitsprijs op de lange termijn en een profiel- en onbalansfactor op de lange termijn. Tabel 7-4 toont welke rekenmethoden er gebruikt wordt voor elke hernieuwbare energiecategorie in dit advies.

Tabel 7-4 Formules voor berekening basisprijzen (LT=lange termijn)

| Categorie | Formules |
|--------------|---|
| Waterkracht | $2/3 \times \text{"LT-elektriciteitsprijs"}$ |
| Zon-PV | $2/3 \times \text{"LT-elektriciteitsprijs"} \times \text{"LT-profiel- en onbalansfactor zon-PV"}$ |
| Wind op land | $2/3 \times \text{"LT-elektriciteitsprijs"} \times \text{"LT-profiel- en onbalansfactor wind op land"}$ |

De basisprijzen zijn gebaseerd op tweederde van de langetermijnenergieprijs. Deze elektrici-teitsprijzen hebben betrekking op de gemiddelde prijs van geconsumeerde elektriciteit in Ne-derland en worden uit de KEV 2019 (voorgenomen beleid) overgenomen. De gemiddelde langjarige elektriciteitsprijs is volume-ongewogen en wordt weergegeven in tabel 7-5.

Tabel 7-5 Profiel- en onbalanskosten voor wind- en zonne-energie, basisprijzen

| Parameters | Waarden gehanteerd voor basisprijzen |
|--|--------------------------------------|
| LT-elektriciteitsprijs | 0,05251 €/kWh |
| LT-profiel- en onbalansfactor zon-PV | 0,82 |
| LT-profiel- en onbalansfactor wind op land | 0,84 |

De gemiddelde elektriciteitsprijs over de jaren 2020-2034 bedraagt 0,053 €/kWh. De respec-tieve gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op land en zonne-energie (zonPV) zijn 0,82 en 0,84, gemiddeld over 2020-2034. Daarmee bedraagt de gemiddelde elektriciteitsprijs voor wind-op-landcategorieën 0,043 €/kWh terwijl voor zonne-energie cate-gorieën deze 0,044 €/kWh bedraagt. De basisprijs voor elektriciteit is tweederde daarvan of-wel voor beide afgerond 0,035 €/kWh. De basisprijzen voor deze categorieën zijn de basis-prijs elektriciteit vermenigvuldigd met deze profiel- en onbalansfactoren, wat leidt tot 0,029 €/kWh voor zowel wind op land en als zonne-energie.

Tabel 7-6 Basisprijzen voor waterkracht, wind- en zonne-energie

| Categorie | Basisprijzen |
|--------------|--------------|
| Waterkracht | 0,035 €/kWh |
| Zon-PV | 0,029 €/kWh |
| Wind op land | 0,029 €/kWh |

8. Conclusie

Tabel 8-1 toont de basisbedragen voor de situatie waarin PCRS-ontwikkelaars worden gecompenseerd voor voorbereidingskosten via een opslag op het rendement op eigen vermogen. Alle basisbedragen zijn bepaald gegeven een rendement op vreemd vermogen (rente op leningen) van 2,5%, verhouding vreemd vermogen / eigen vermogen van 50%/50%, inflatie van 1,5%, vennootschapsbelasting van 15,0% en subsidieduur van 15 jaar.

Tabel 8-1 Overzicht subsidieparameters PCRS 2021

| Categorie | Basis- bedrag | Vollasturen | Rendement op eigen vermogen | Economische levensduur |
|---|----------------------|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| | PCRR 2021 [€/kWh] | PCRR 2021 [uur/jaar] | [%] | [jaar] |
| Fotovoltaïsche zonnepanelen, 100 kWp | 0,106 | 950 | 9,7 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,50 m/s | 0,057 | 3120 | 8,9 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 8,00 m/s | 0,063 | 2800 | 9,0 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,50 m/s | 0,070 | 2470 | 9,0 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 7,00 m/s | 0,080 | 2130 | 9,0 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,75 m/s | 0,084 | 2010 | 9,0 | 20 |
| Windenergie, 1 MW – windsnelheid 6,50 m/s | 0,094 | 1790 | 9,0 | 20 |
| Waterkracht, 50 kW | 0,131 | 5000 | 10,1 | 15 |

9. Vragen en overwegingen

In de consultatie ontvangen we graag feedback met feitelijke onderbouwing op het gehele conceptadvies. In het bijzonder is informatie met betrekking tot onderstaande onderwerpen welkom:

Zon-PV

- Voor het nauwkeuriger kunnen beoordelen en bepalen van alle operationele kosten wordt het op prijs gesteld als hier tijdens de komende marktconsultatie aanvullende documentatie over verstrekt zou worden.
- EZK heeft aangegeven om te overwegen voor zon-PV onderscheid te maken tussen een grootverbruikers en een kleinverbruikersaansluiting. Op een grootverbruikersaansluiting kan niet worden gesaldeerd en wordt overwogen om analoog aan de SDE++ eigen verbruik toe te staan in combinatie met een hoger correctiebedrag. Wat zouden goede referentiesystemen zijn voor beide categorieën als dit onderscheid wordt aangebracht?

Windenergie

- In het kader van de postcoderoosregeling zijn de afgelopen jaren slechts enkele windenergieprojecten geïnstalleerd. Waar liggen de knelpunten voor de ontwikkeling van kleinschalige windenergieprojecten?
- Gegeven de EZK uitgangspunten, wat beschouwen projectontwikkelaars als specifieke voorbereidingskosten voor een windenergie project?

Waterkracht

- Wat is de typische vermogensgrootte van waterkrachtprojecten? We kiezen nu 50 kW omdat we zien dat de meeste projecten minder dan 100 kW hebben.
- Gegeven de EZK uitgangspunten, wat beschouwen projectontwikkelaars als specifieke voorbereidingskosten voor een waterkracht project?
- Wat zijn typische bedragen voor de kosten van een omgevingsvergunning (Wabo), een watervergunning of een vergunning in het kader van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr)?

Financiering

- De verhouding VV/EV varieert nogal tussen projecten, maar we zien een duidelijke trend naar financiering met een groter aandeel vreemd vermogen. Zijn er belemmeringen voor coöperaties om gebruik te maken van het "Op Rozen"-financieringsconcept of vergelijkbare financieringsconcepten waarbij het project grotendeels met vreemd vermogen wordt gefinancierd?

Bijlage uitgangspunten

Uitgangspunten berekeningen PBL t.b.v. postcoderoossubsidie

Algemeen

- PBL berekent basisbedragen voor:
 - o Zon-PV (15 kWp - 300 kWp, aangesloten op een kleinverbruikersaansluiting of een grootverbruikersaansluiting)
 - o Kleinschalige wind (typisch 500 kW - 1 MW)
 - o Waterkracht (typisch 150 kW)
 - o EZK staat open voor suggesties van 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)
- Realisatietermijn is 1,5 jaar voor zon-PV, 4 jaar voor de overige technieken.
- 100% netlevering, dus géén eigen gebruik.
- Onder de kostprijs van de gereduceerde 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.
- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van de categorieën zoals aangegeven.
- De basisbedragen worden uitgedrukt in €/kWh.
- Voor een subsidieperiode van 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 2020 bekende wet- en regelgeving die op 1 juli 2020 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 voor Nederland geldende regels.
- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een subsidieaanvraag worden niet meegenomen.
- De volgende kosten moeten niet worden meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: afsluitprovisies, participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld haalbaarheidsstudies of vergunningen).
- Specifieke kosten voor PCR-projecten die wél meegenomen worden:

- 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.
- Inkomstenkant: Er wordt uitgegaan van een situatie zónder eigen verbruik.

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt is projectfinanciering.
- Rekening houden met bijzondere kenmerken en diversiteit van PCRR-projecten bij het bepalen van de verhouding Eigen Vermogen / Vreemd Vermogen en rentepercentage.

(Bijvoorbeeld EV/VV 50%/50%, 3% rente, 9% rendement op eigen vermogen)
- PBL wordt gevraagd overwegingen te geven bij bovenstaande aannames. Onder meer of het redelijk is dat het rendement voldoende is om de voorbereidingskosten te dragen.
- Specifieke kosten voor PCR-projecten die wél meegenomen worden:
 - 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.
- 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).
- Uitgangspunt voor het correctiebedrag is de EPEX.
- Correcties op de marktprijs in verband met onbalans- en profielkosten worden zowel in de basisenergieprijs als in het correctiebedrag 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 lange-termijn-projectie 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.

Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die die gelijk is aan de grondprijs die is gehanteerd voor de basisbedragen van de SDE++ in hetzelfde openstellingsjaar.
- Uitgaan van de windviewer en een door de aanvrager aan te leveren windrapport, conform SDE++-systematiek.