



# ADVIES VOOR SUBSIDIEPARAMETERS DEFINITIEVE CORRECTIEBEDRAGEN 2024

Onderliggende documentatie ten behoeve van RVO-notitie definitieve correctiebedragen SDE en SCE 2024

**Chris Henriquez, Matthijs Mugge, Jonathan van den Berg, Sander Lensink (PBL)  
Adriaan van der Welle, Berend Hopman (TNO)**

**9 april 2025**

PBL

## Colofon

### **Advies voor subsidieparameters definitieve correctiebedragen 2024**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving  
Den Haag, 2025  
PBL-publicatienummer: 5691

#### Contact

sde@pbl.nl

#### Auteurs

Chris Henriquez, Matthijs Mugge, Jonathan van den Berg, Sander Lensink (PBL),  
Adriaan van der Welle, Berend Hopman (TNO)

#### Redactie figuren

Beeldredactie PBL

#### Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

#### Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via [info@pbl.nl](mailto: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:  
Henriquez, C. en anderen (2025), *Definitieve correctiebedragen 2024*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het PBL doet onderzoek naar de leefomgeving en het leefomgevingsbeleid in Nederland en daarbuiten. Denk aan milieu, natuur en ruimtelijke inrichting. Met onze verkenningen, analyses en evaluaties leveren we strategische kennis voor beleid, politiek, maatschappelijke organisaties en het bredere publiek. We geven daarbij niet alleen feiten en inzichten over het hier en nu, maar kijken ook vooruit naar de nabije en verdere toekomst. We doen ons onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk onderbouwd.

# Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ontwikkeling van profiel- en onbalansfactoren</b>	<b>5</b>
2.1	Berekeningswijze en gebruikte data	5
2.2	Nadere toelichting op keuzes	8
2.3	Resultaten van de berekeningen	9
2.4	Garanties van oorsprong	12
2.5	Hernieuwbare-brandstofeenheden	12
2.6	Ongewijzigde parameterwaarden	13
2.7	Overige aandachtspunten	14
<b>3</b>	<b>Kwaliteitscontrole</b>	<b>14</b>
	<b>Afkortingen</b>	<b>15</b>
	<b>Bronvermelding</b>	<b>16</b>

# 1 Inleiding

Deze notitie is geschreven om achtergrond te geven bij de berekening van de definitieve correctiebedragen 2024. Met ingang van 2025 verzorgt RVO de berekening van de correctiebedragen voor de SDE- en SCE-regelingen. In deze notitie geeft het PBL advies over een aantal parameters in de berekening van de correctiebedragen die niet eenduidig te herleiden zijn uit transparante marktindices. Het gaat om de profiel- en onbalansfactoren voor windenergie op land, windenergie op zee en zon-pv. Ook gaat het om de inkomsten uit GvO's en HBE's. We geven in deze notitie advies een aantal additionele parameters in de berekeningswijzen onveranderd te laten. We geven specifiek advies over de te gebruiken elektriciteitsprijzen in 2024 en sluiten af met een opmerking in het kader van kwaliteitscontrole.

De lezer wordt geacht kennis te hebben van de SDE-regeling. Voor vragen over de SDE-regeling kan men contact zoeken met [RVO](#).

## 2 Ontwikkeling van profiel- en onbalansfactoren

### 2.1 Berekeningswijze en gebruikte data

Een eigenschap van windenergie en zonne-energie is de in de tijd fluctuerende productie van elektriciteit. Door patronen in de productie ontstaat een productieprofiel van wind- of zonne-energie, immers tijdens zon- of windrijke periodes produceren veel installaties meer waardoor het aanbod in elektriciteit toeneemt en de elektriciteitsprijs dientengevolge relatief lager komt te liggen. Dit productieprofiel is nadelig voor eigenaren van windturbines of zonnepanelen, omdat ze meer elektriciteit produceren op momenten dat de elektriciteit minder oplevert en minder op momenten dat de elektriciteit meer waard is dan de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-marktprijs. Daardoor hebben zowel investeerders in windturbines als investeerders in zonnepanelen te maken met profielkosten.

Daarnaast krijgen investeerders onbalanskosten in rekening gebracht voor afwijkingen tussen enerzijds de *day-ahead*-productievoorspelling en anderzijds de daadwerkelijk gerealiseerde productie van windturbines en zonnepanelen. De afwijkingen zijn vooral het resultaat van weersvoorspellingen van een dag van tevoren, die afwijken van het werkelijke weer (de daadwerkelijke windsnelheid en zoninstraling) op het moment van productie.

#### Berekening profielkosten

De profielkosten berekenen we als het verschil tussen de met wind- of zonvolume gewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs en de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs, als fractie van de ongewogen gemiddelde *day-ahead*-prijs. De profielkosten berekenen we over de totale productie, omdat de SDE++-subsidie wordt uitbetaald over de totale productie. De profielkosten berekenen we generiek voor windenergie op land, windenergie op zee en zonne-energie. De berekening volgt de formule:

$$A_{\text{profiel}} = \left[ \left( \frac{\sum_n Q_{DA,n} \cdot P_{DA,n}}{\sum_n Q_{DA,n}} * \frac{\sum_n Q_{DA,n}}{\sum_i Q_i} \right) - \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N} \right] / \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N}$$

$A_{\text{profiel}}$	Profielafslag
$n$	1...N (uur in het jaar)
$N$	Aantal uur in een jaar (8760 in een niet-schrikkeljaar)
$Q_{DA,n}$	Volume aan verwachte productie op <i>day-ahead</i> -basis in uur $n$ [MWh]
$P_{DA,n}$	<i>Day-ahead</i> -electriciteitsprijs in uur $n$ [euro/MWh], EPEX-NL index
$i$	1...I (kwartier in het jaar)
$I$	Aantal kwartieren in een jaar (35.040 in een niet-schrikkeljaar)
$Q_i$	Gerealiseerde productie in kwartier $i$ [MWh]

#### Berekening onbalanskosten

De onbalansafslag berekenen we vanuit het perspectief van een producent met honderd procent wind- of zonproductie in zijn portfolio die uitsluitend handelt op de day-ahead-markt en de onbalansmarkt. De veronderstelling daarbij is dat afwijkingen tussen verwachte en gerealiseerde productie volledig worden afgerekend via de onbalansmarkt. Tijdens sommige *imbalance settlement periods* (ISP's) van elk een kwartier maakt een producent kosten, terwijl een producent tijdens andere ISP's opbrengsten behaalt. De netto kosten beschouwen we als onbalanskosten.

De onbalansafslag bepalen we, net als de profielafslag, ten opzichte van de ongewogen gemiddelde day-ahead-elektriciteitsprijs, met de volgende formule:

$$A_{onbalans} = \frac{\sum_i \Delta Q_i^+ \cdot P_{af,i} + \Delta Q_i^- \cdot P_{in,i}}{\sum_i Q_i} / \frac{\sum_n P_{DA,n}}{N}$$

$A_{onbalans}$	Onbalansafslag
$\Delta Q_i^+, \Delta Q_i^-$	Positief en negatief volumeverschil tussen verwachte en gerealiseerde productie in kwartier $i$ [MWh]
$P_{af,i}$	Onbalansverrekenprijs voor afnemen van het systeem in kwartier $i$ [euro/MWh],
$P_{in,i}$	Onbalansverrekenprijs voor invoeden op het systeem in kwartier $i$ [euro/MWh].

### PO-factor

De PO-factor berekenen we door de som te nemen van de profiel- en onbalansafslagen ten opzichte van een PO-factor van 1 (een productietechnologie zonder profiel- en onbalansafslagen):

$$PO\text{-factor} = 1 + A_{profiel} + A_{onbalans}$$

### ENTSO-E-data niet geschikt voor berekening

Sinds 1 januari 2015 publiceert ENTSO-E productie- en verwachtingsdata. Vanwege methodologische beperkingen aan de ENTSO-E-data gebruiken we deze data echter niet. Daarom hebben we data van marktpartijen over het kalenderjaar 2024 opgevraagd, verwerkt en geanalyseerd. Vanwege de vertrouwelijkheid van deze data kan het PBL de onderliggende berekeningen niet delen. Ter illustratie van de berekeningsmethode is een berekening op basis van openbare ENTSO-E-data beschikbaar gesteld op de PBL-website (PBL, 2018).

### Data van marktpartijen wel geschikt voor berekening

Net als in voorgaande jaren berekenen we de profiel- en onbalanskosten aan de hand van data over verwachte en gerealiseerde productie, die de marktpartijen vertrouwelijk aan het PBL leveren. In de data-uitvraag geven we aan dat de PO-factoren worden berekend op basis van de day-ahead-nominaties – dat wil zeggen de afgesloten transacties die opgenomen zijn in het day-ahead-energieprogramma – en gerealiseerde productie. Daarnaast geven we de mogelijkheid geboden om day-ahead-voorspelling en potentiële productie aan te leveren ten behoeve van monitoring van de effecten van *curtailment*. Er is sprake van *curtailment* als een wind- of zonnepark wordt afgeschakeld vanwege een overschot aan elektriciteitsproductie met bijbehorende lage of negatieve elektriciteitsprijzen (day-ahead- of onbalansprijzen).

De PO-factorenberekening beslaat 20 tot 21 procent van het totaal opgestelde vermogen aan SDE-parken van 1 megawatt of groter per eind 2023 voor wind op land en zon-pv.<sup>1</sup> Voor wind op land is het percentage licht gestegen ten opzichte van vorig jaar omdat meer marktpartijen productiedata met ons hebben gedeeld. Voor zon-pv is dit percentage, het aandeel van de te gebruiken dataset ten opzicht van het totaal opgesteld vermogen, behoorlijk gedaald met name omdat het totaal opgestelde vermogen sterk is gegroeid. Daarnaast hebben niet alle partijen gehoor gegeven aan ons verzoek om productiedata op te leveren zonder nabewerking voor het effect *van curtailment*. Hierdoor kunnen we minder data meenemen in de PO-berekeningen, dus de effectief te gebruiken dataset is kleiner geworden.

Afhankelijk van de beschikbare data hebben we per marktpartij een profiel- en onbalansfactor voor respectievelijk wind op land, wind op zee en zon-pv berekend. Gegeven significante verschillen in de omvang van portfolio's hebben we vervolgens gewogen gemiddelde profiel- en onbalansfactoren voor wind op zee, wind op land en zon-pv berekend, op basis van de opgestelde vermogens in megawatt. Naar aanleiding van diverse checks op datakwaliteit hebben we, net als in eerdere jaren, niet alle gerapporteerde parken of activa voor wind op land en zon-pv meegenomen in de berekeningen. De profiel- en onbalansfactoren corresponderen met afslagpercentages op de ongewogen EPEX-NL-day-ahead-prijs.

### **Omgang met negatieve elektriciteitsprijzen**

Analoog aan de berekening van de marktindex voor elektriciteit hebben we bij de berekening van de profiel- en onbalansfactoren voor subsidieaanvragen vanaf 1 december 2015 (SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen) rekening gehouden met negatieve day-ahead-energieprijzen, zowel voor tijdsblokken van zes uur of langer (t/m SDE++ 2022-regeling) als voor afzonderlijke uren (voor SDE++ 2023, SCE 2024 en latere regelingen). Omdat inkomsten tijdens deze uren niet worden meegenomen, laten we ook de profiel- en onbalanskosten tijdens deze uren buiten beschouwing. Zonder deze correctie zouden partijen via een hogere profielafslag gecompenseerd worden voor uren of tijdsblokken van 6 uur of langer met negatieve day-ahead-energieprijzen. De correctie geschiedt door deze uren uit te zonderen van de berekening. Voor 2024 betreft dit 465 afzonderlijke uren en 282 uren in tijdsblokken van 6 uur of langer. Voor deze tijdsperiodes gaan we uit van de gemiddelde profiel- en onbalanskosten tijdens de resterende uren van het jaar. Voor categorieën in eerdere regelingen worden de PO-factoren niet gecorrigeerd voor negatieve day-ahead-energieprijzen.

Voor de berekeningen van de definitieve correctiebedragen voor de SDE++ en SCE 2024 zijn enkele keuzes gemaakt. Deze worden hieronder verder toegelicht.

---

<sup>1</sup> Het opgestelde vermogen van wind op land en zon-pv is in 2024 verder toegenomen. Projecten die gedurende een jaar in gebruik zijn genomen, nemen we niet mee, omdat dit tot complicaties leidt bij de berekening van de PO-factoren over een geheel jaar.

## 2.2 Nadere toelichting op keuzes

### **Toepassing van uurnominaties voor voorspelde productie, voornemen tot gebruik van kwartiernominaties**

Tot op heden maken we voor de berekening van de onbalanskosten gebruik van uurnominaties. De voorspelde productie is daarbij gelijkmatig verdeeld over de kwartieren van het betreffende uur, omdat partijen alleen per uur kunnen inbieden op de day-ahead-markt. Door de mismatch tussen nominaties per uur en afrekening van onbalans per kwartier ontstaat er extra onbalans, vooral tijdens het op- en neerregelen van productie. Deze onbalanskosten worden vergoed via de PO-factoren. Gegeven de toenemende mogelijkheden voor handel per kwartier (*after-market*-handelsproducten op EPEX, ex-post-nominaties in de balanceringsmarkt, mogelijkheden voor elektriciteitshandel met Duitse en Belgische partijen per kwartier) is het steeds beter mogelijk om deze extra onbalans te beperken. Bovendien verplicht artikel 8(2) van Verordening (EU) 2019/943 elektriciteitsbeurzen, waaronder EPEX, om kwartierproducten op de day-ahead-markt aan te bieden. Deze kwartierproducten zullen volgens de huidige planning van Nominated Electricity Market Operators (NEMO's) per 11 juni 2025 worden geïntroduceerd. Voor het gehele jaar 2025 verwachten we uit te blijven gaan van uurnominaties, in lijn met de KGG-uitgangspunten. Dit voorkomt dat berekeningen voor de definitieve correctiebedragen 2025 deels gebaseerd zijn op uurnominaties en deels op kwartiernominaties met negatieve effecten op de complexiteit en transparantie van PO-berekeningen. We zijn echter nog in afwachting van een definitieve beslissing hierover door KGG. Vanaf het productiejaar 2026 verwachten we voor de berekening van PO-factoren uit te gaan van handel per kwartier, op basis van kwartiernominaties.

### **Geen correctie voor uitval in de berekeningen**

Net als vorige jaren houden we geen rekening met de doorwerking van *outages* in de vorm van productie-uitval op de profiel- en onbalanskosten. De redenen hiervoor hebben we toegelicht in eerdere adviezen, zie (Muller en anderen, 2023).

### **Wel correctie voor eigen verbruik**

Net als in de afgelopen jaren corrigeren we in de berekeningen wel voor eigen verbruik van windturbines en zonnepanelen. Eigen verbruik van elektriciteit wordt in de basisbedragen namelijk beschouwd als O&M-kostenpost, waarvoor reeds via een (hoger) basisbedrag is gecorrigeerd. De negatieve productie van windturbines en zonnepanelen nemen we daarom niet mee in de berekening van profiel- en onbalanskosten.

### **Afronding van PO-factoren**

De procentuele PO-factoren ronden we af op drie decimalen, met de derde decimaal afgerond op het cijfer 0 of 5. Vanwege de budgettaire consequenties voor marktpartijen worden de PO-factoren afgerond op drie decimalen, maar vanwege de accuraatheid van de data is afronding van het derde decimaal op het cijfer 0 of 5 noodzakelijk. Twee voorbeelden om dit te verduidelijken: in het geval dat geldt dat  $0,8225 \leq \text{PO-factor} < 0,8275$ , wordt de PO-factor afgerond op 0,825. In het geval dat  $0,8175 \leq \text{PO-factor} < 0,8225$ , wordt deze afgerond op 0,820.

De onzekerheid rond de PO-factoren is de afgelopen jaren toegenomen. Dit komt onder meer doordat marktpartijen een mix van productiedata opleveren van assets met en zonder toepassing van curtailment. De resulterende PO-factoren zijn daarmee een gemiddelde voor assets met en zonder toepassing van curtailment en reflecteren de mix van assets waarover data is ontvangen.



### Verdeling productiedata over negatieve-prijzenregimes

Oudere SDE-projecten, met recht op subsidie tijdens negatieve prijzen worden minder vaak afgeschakeld dan nieuwere projecten zonder recht op subsidie tijdens tijdsperioden met negatieve prijzen. De PO-factor-berekeningen voor verschillende negatieve-prijzenregimes (geen correctie voor negatieve prijzen, correctie voor tijdsblokken met negatieve day-ahead-prijzen van 6 uur of langer, correctie voor elk uur met een negatieve day-ahead-prijs) op basis van alle beschikbare productiedata zijn dan minder representatief. Om beter rekening te houden met verschillen in toepassing van curtailment tussen parken die vallen onder verschillende negatieve prijzenregimes, hebben we geprobeerd de ontvangen productiedata te verdelen in zogenoemde mandjes per negatieve-prijzenregime. Door de PO-factor alleen te berekenen op basis van de projecten die wel of geen recht hebben op subsidie tijdens een periode met negatieve prijzen, sluiten de PO-factoren beter aan op de productieprofielen die bij het negatieve prijzenregime horen. Een belangrijke randvoorwaarde hiervoor is voldoende beschikbaarheid van productiedata zodat er voor elke tijdsperiode een representatieve berekening kan worden gemaakt.

Alleen voor wind op land was voldoende data beschikbaar om productiedata uit te splitsen naar twee negatieve-prijzenregimes; geen correctie voor negatieve prijzen en correctie voor tijdsblokken met negatieve day-ahead-prijzen van 6 uur of langer. Voor het derde negatieve-prijzenregime, correctie van alle uren met negatieve prijzen, was in het geheel geen productiedata beschikbaar. Voor wind op zee en zon-pv bleek onvoldoende parkdata beschikbaar te zijn voor een soortgelijke uitsplitsing en is voor elk negatieve prijzenregime de geaggregeerde productie gebruikt voor de PO-berekeningen.

## 2.3 Resultaten van de berekeningen

De relatieve profiel- en onbalanskosten zijn gestegen voor windenergie en zon-pv. Dit vertaalt zich in lagere profiel- en onbalansfactoren (PO-factoren). Voor wind op land is de factor gedaald van 0,810 naar 0,715, voor wind op zee van 0,825 naar 0,800. Voor zon-pv is de PO-factor sterk gedaald van 0,625 in 2023 naar 0,460 in 2024 (zie tabel 1). Deze waarden gelden ten opzichte van de basislast-elektriciteitsprijzen van respectievelijk 0,0985 euro per kWh in 2023 en 0,0807 euro per kWh in 2024. Hierbij is uitgegaan van correctie voor tijdsperioden met negatieve day-ahead-prijzen van zes uur of langer. Tabel 1 geeft een overzicht van de profiel- en onbalansafslagen, die gezamenlijk leiden tot de PO-factoren voor zowel 2023 als 2024.

**Tabel 1**

Overzicht van PO-factoren in 2023 en 2024, voor de situatie met correctie voor tijdsperioden van negatieve elektriciteitsprijzen van zes uur of langer

	PO-factor 2024	Profiel- afslag <sup>a)</sup> 2024	Onbalans- afslag <sup>a)</sup> 2024	PO-factor 2023	Profiel- afslag 2023	Onbalans- afslag 2023
<b>Wind op land</b>	0,715	-0,185	-0,100	0,810	-0,150	-0,040
<b>Wind op zee</b>	0,800	-0,100	-0,100	0,825	-0,095	-0,080
<b>Zon-pv</b>	0,460	-0,315	-0,230	0,625	-0,200	-0,175

a) Een negatief getal is een afslag, een positief getal is een opslag. De cijfers gelden voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen t/m de SDE++ 2022.

Het aantal uren met negatieve prijzen is opnieuw sterk toegenomen ten opzichte van vorig jaar. Er is ook sterkere variatie zichtbaar tussen PO-factoren waarin wel of geen uren met negatieve elektriciteitsprijzen in de berekening worden meegenomen.

Tabel 2 toont de PO-factoren waarbij niet is gecorrigeerd voor negatieve day-ahead-elektriciteitsprijzen voor SDE-aanvragen van voor 1 december 2015. De PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor 1 december 2015 zijn voor wind op land en zon-pv dus lager dan in latere regelingen. De bijbehorende ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen bedragen over 2024 respectievelijk 0,0772 euro per kWh, behorend bij tabel 2 en 0,0825 euro per kWh, behorend bij tabel 3. Voor 2023 waren deze ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen respectievelijk 0,0958 en 0,1004 euro per kWh.

**Tabel 2**

Overzicht van PO-factoren in 2023 en 2024, voor de situatie zonder correctie voor uren met negatieve elektriciteitsprijzen

	PO-factor 2024	Profiel- afslag 2024	Onbalans- afslag 2024	PO-factor 2023	Profiel- afslag 2023	Onbalans- afslag 2023
<b>Wind op land</b>	0,685	-0,180	-0,135	0,790	-0,170	-0,040
<b>Wind op zee</b>	0,805	-0,080	-0,115	0,825	-0,095	-0,080
<b>Zon-pv</b>	0,375	-0,415	-0,210	0,570	-0,255	-0,170

De PO-factoren hebben we eveneens berekend voor SDE++ 2023, SCE 2024 en latere regelingen, waarbij alle uren met negatieve day-ahead-elektriciteitsprijzen zijn uitgesloten van de berekening (zie Tabel 3).

**Tabel 3**

Overzicht van PO-factoren in 2024, voor de situatie met correctie voor uren met negatieve elektriciteitsprijzen

	PO-factor 2024	Profiel- afslag 2024	Onbalans- afslag 2024	PO-factor 2023	Profiel- afslag 2023	Onbalans- afslag 2023
<b>Wind op land</b>	0,720	-0,180	-0,100	0,815	-0,145	-0,040
<b>Zon-pv</b>	0,510	-0,255	-0,235	0,665	-0,155	-0,180

Aangezien de PO-factoren zijn uitgedrukt in de basislast-elektriciteitsprijs en deze prijs over de jaren heen sterk fluctueert, is het zinvol om naast de procentuele profiel- en onbalanskosten ook naar de absolute kosten te kijken. Tabel 4 toont de absolute PO-kosten in euro per kWh, op basis van de gewogen gemiddelde PO-factoren. Voor wind op land en zon-pv zijn de PO-kosten met ongeveer 20% gestegen. Voor wind op land is dit het gevolg van een toename van onbalanskosten, voor zon-pv van de toename van profielkosten. De toename van onbalanskosten van wind op land kan meerdere oorzaken hebben; onderzoek hiernaar valt buiten de scope van deze notitie. De toename van profielkosten van zon-pv wordt waarschijnlijk verklaard door de toename van elektriciteitsproductie op dezelfde momenten vanwege de forse toename van het opgestelde vermogen. Voor wind op zee zijn de PO-kosten, vooral de profielkosten, licht gedaald.

**Tabel 4**

Overzicht van absolute profiel- en onbalanskosten in 2023 en 2024 (in euro/kWh), voor de situatie met correctie voor tijdsperioden van negatieve elektriciteitsprijzen van zes uur of langer

	PO-kosten <sup>a)</sup> 2024	Profiel- kosten 2024	Onbalans- kosten 2024	PO-kosten 2023	Profiel- kosten 2023	Onbalans- kosten 2023
<b>Wind op land</b>	0,0230	0,0149	0,0081	0,0187	0,0148	0,0039
<b>Wind op zee</b>	0,0161	0,0081	0,0081	0,0172	0,0094	0,0079
<b>Zon-pv</b>	0,0436	0,0254	0,0186	0,0369	0,0197	0,0172

a) Vanwege afrondingsverschillen tellen de profiel- en onbalanskosten soms niet op tot de totale PO-kosten

**Tabel 5**

Gebruikte factoren voor profiel- en onbalanskosten van wind en zon-pv

Correctiebedragen- regeling	Wind op land (t/m SDE 2012)	Wind op land windrijk (SDE 2012)	Wind op land groot Wind in meer Wind op land (vanaf SDE+ 2013)	Wind op zee	Zon-pv (>15 kWp)
<b>Definitief 2011</b>	0,890	-	0,915	0,930	-
<b>Definitief 2012</b>	0,876	0,876	0,901	0,916	-
<b>Definitief 2013</b>	0,870	0,870	0,895	0,910	-
<b>Definitief 2014</b>	0,913	0,913	0,913	0,913	-
<b>Definitief 2015</b>	0,822	0,822	0,822	0,831	1,031
<b>Definitief 2016</b>	0,82	0,82	0,82	0,86	1,01
<b>Voorlopig 2018</b>	0,85	0,85	0,85	0,86	1,01
<b>Definitief 2017 &amp; Voorlopig 2019</b>	0,85	0,85	0,85	0,90	0,89
<b>Definitief 2018 &amp; Voorlopig 2020</b>	0,88	0,88	0,88	0,92	0,97
<b>Definitief 2019 &amp; Voorlopig 2021</b>	0,910	0,910	0,910	0,925	0,870
<b>Definitief 2020 &amp; Voorlopig 2022<sup>a)</sup></b>	0,785	0,785	0,785	0,885	0,625
<b>Definitief 2021 &amp; Voorlopig 2023<sup>b)</sup></b>	0,825	0,825	0,825	0,920	0,665
<b>Definitief 2022 &amp; Voorlopig 2024<sup>c)</sup></b>	0,745	0,745	0,745	0,790	0,835
<b>Definitief 2023 &amp; Voorlopig 2025<sup>d)</sup></b>	0,810	0,810	0,810	0,825	0,625
<b>Definitief 2024<sup>e)</sup></b>	0,715	0,715	0,715	0,800	0,460

a) Deze PO-factoren gelden alleen voor categorieën in de SDE+ 2016-regeling, WOZ 2015 en latere regelingen tot en met de SDE++ 2022. De PO-factoren voor categorieën in eerdere regelingen zijn 0,005 lager voor wind op zee en 0,01 lager voor wind op land en zon-pv.

- b) De PO-factor voor zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) is 0,005 lager dan de getoonde waarde. Voor wind op land en wind op zee is er geen significant verschil tussen de PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor en na 1 december 2015.
- c) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,005 en 0,015 lager dan de getoonde waarde. Voor wind op zee is er geen significant verschil tussen de PO-factoren voor aanvragen die zijn ingediend voor en na 1 december 2015.
- d) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,020 en 0,055 lager. Voor wind op zee is er geen significant verschil. De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend na 1 september 2023 (in de SDE++ 2023-regeling en daarna) zijn respectievelijk 0,005 en 0,040 hoger dan de getoonde waarde.
- e) De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend voor 1 december 2015 (in de SDE+ 2015-regeling en daarvoor) zijn respectievelijk 0,030 en 0,085 lager. Voor wind op zee is de PO-factor 0,005 hoger. De PO-factoren voor wind op land en zon-pv voor aanvragen ingediend na 1 september 2023 (in de SDE++ 2023-regeling en daarna) zijn respectievelijk 0,005 en 0,050 hoger dan de getoonde waarde.

## 2.4 Garanties van oorsprong

Er is geen transparante prijsvorming voor garanties van oorsprong, voor elektriciteit noch voor gas. We hebben een algemeen beeld van de werking van de markt, maar niet van de concrete marktprijzen. Beperkte doch voldoende consistente informatie die van marktpartijen is ontvangen, vormt nu de basis van de prijsinschatting. Voor windenergie en zon-pv wordt een GvO-prijs berekend op 0,0020 euro/kWh. Voor andere vormen van elektriciteitsproductie is deze nagenoeg 0 en adviseren we een waarde van 0,0000 euro/kWh. Deze prijzen zijn echter met grote onzekerheden omgeven. De GvO's voor groen gas zijn onderdeel van de correcties voor beschikkingen uit 2023 en later. De prijsvorming is momenteel te intransparant om er een representatieve waarde voor te geven. Het ministerie van KGG heeft voor de toekomst uitgangspunt meegegeven om de GvO-waarde voor groen gas te baseren op een ETS-voordeel door inzet van groen gas, mocht het PBL onvoldoende informatie hebben om de GvO-waarde direct te bepalen. Dit uitgangspunt heeft echter nog geen betrekking op het productiejaar 2024.

## 2.5 Hernieuwbare-brandstofeenheden

De informatie over de prijs van hernieuwbare-brandstofeenheden is afkomstig van de broker Olyx. We hebben geen aanwijzingen om te twijfelen aan de getrouwheid van aangeleverde data, maar we kunnen echter niet instaan voor de accuraatheid ervan. De prijs van de HBE's is gebaseerd op de HBE-A, het certificaat dat gegeven wordt voor geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen. De gemiddelde prijs is 8,566 euro/GJ. Voor de brandstoffen die via de SDE++ ondersteund worden, worden twee HBE's afgegeven per GJ aan brandstof. Dit wordt ook wel de dubbeltelling van HBE's genoemd voor onder andere geavanceerde brandstoffen. Dat maakt de waarde van de HBE's per brandstofeenheid gelijk aan 17,133 euro/GJ<sub>brandstof</sub>. De berekening van de HBE-waarde is daarmee:  $HBE = 9,363 \text{ [€/GJ}_{HBE}] \times 2 \text{ [GJ}_{HBE}/\text{GJ}_{brandstof}] \times 3,6 \text{ [MJ/kWh]} / 1000 \text{ [MJ/GJ]} = 0,0674 \text{ [€/kWh}_{brandstof}]$ .

Het systeem voor waardering van het gebruik van hernieuwbare transportbrandstoffen zal aangepast worden. De naamgeving van de bijbehorende certificaten wordt ook aangepast van HBE's naar ERE's, waarbij de broeikasreductie in de keten bepalender wordt. Zodra over levering van hernieuwbare transportbrandstoffen ERE's verkregen worden in plaats van HBE's, zal het PBL advies uitbrengen op basis van de waarde van verkregen ERE's.

## 2.6 Ongewijzigde formules en parameters

Een aantal parameters zullen weinig veranderen in de tijd. Deze staan in deze paragraaf vermeld. Toelichting op onderstaande parameters is te vinden in de jaarlijkse adviezen voor nieuwe categorieën. Enkel als we menen een verandering in waarde te moeten adviseren, zullen we daar in deze notitie of zijn opvolgers op ingaan. Voor de correctiebedragen 2024 adviseren we geen wijzigingen in deze parameters door te voeren.

**Tabel 6**  
Ongewijzigde parameterwaarden

Parameter	Omschrijving	Waarde
co2_transp_kost	CO <sub>2</sub> -transportkosten	15 €/t CO <sub>2</sub>
co2_vermeden_opex_wkk_ketel	Vermeden O&M WKK/ketel bij tuinder	12 €/t CO <sub>2</sub>
eff_gasketel	Rendement gasketel	90%
Allocatie_gratis_EUA_warmtenet	Percentage gratis gealloceerde rechten bij levering aan warmtenet	30%
D_ketel_warmtenet_inflex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (niet-flexibele warmte)	10%
D_ketel_warmtenet_flex	Aanname aandeel gasketelwarmtevervanging in warmtenet (flexibele warmte)	50%
Niet_CL_offshore_gas	Aandeel niet-Carbon-Leakage-gevoelig offshore gaswinning in EU ETS-fase 4	0%
Gasbesparing_EOP	Verhouding vermeden aardgas op gebruikte elektriciteit	3,48 kWh <sub>LHV</sub> gas/kWh <sub>e,input</sub>
Emfac_waterstof	Gebaseerd op een SMR met een emissiefactor van 9 kg CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>	0,229 kg CO <sub>2</sub> /kWh <sub>HHV</sub> H <sub>2</sub>

Het is ook mogelijk dat formules die voor de correcties gehanteerd worden, beter aangepast kunnen worden. Dat kan het geval zijn voor de ETS-correcties als de regels binnen het ETS veranderen. Aanpassing in het ETS kunnen daarmee ook leiden tot aanpassing in de formules voor ETS-correcties voor projecten met een al bestaande SDE-beschikking.

Extra inkomsten die ontstaan vanuit certificaatmarkten, typisch bij verplichtingen zoals een bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving, kunnen aanleiding geven tot aanpassing van de wijze waarop advies wordt gegeven over de correcties. De introductie van een verplichting zou ertoe kunnen leiden dat de berekeningswijze voor correctie door certificaatinkomsten ook voor bestaande SDE-beschikkingen verandert.

Voor de definitieve correctiebedragen 2024 adviseren we geen aanpassingen in berekeningswijzen door te voeren.

## 2.7 Overige aandachtspunten

Op 25 juni 2024 was er sprake van een technisch incident bij EPEX, zie de melding hierover op de [EPEX-website](#) (EPEX, 2024). We merken op dat in databases met historische prijzen niet altijd een voor Nederland representatieve elektriciteitsprijs gegeven wordt. Uit contact met handelende partijen en validatie aan de hand andere bronnen, geven we het advies om met de elektriciteitsprijzen uit tabel 6 te werken. Ons advies heeft zowel betrekking op de berekening van de gemiddelde elektriciteitsprijzen als op de periode met negatieve prijzen.

**Tabel 7**  
Elektriciteitsprijzen in Nederland op 25 juni 2024

Uur	Elektriciteitsprijs (euro/kWh)
0	0,10200
1	0,08800
2	0,10000
3	0,09510
4	0,11300
5	0,09500
6	0,08800
7	0,10248
8	0,11500
9	0,07740
10	-0,00700
11	-0,04990
12	-0,08000
13	-0,09200
14	-0,09200
15	-0,05000
16	-0,00010
17	0,07800
18	0,09500
19	0,11600
20	0,11132
21	0,11677
22	0,11010
23	0,09200

## 3 Kwaliteitscontrole

Vanaf 2025 zal RVO de meeste berekeningen uitvoeren voor de correctiebedragen, die voorheen door het PBL gedaan werden. Het betreft berekeningen die eenduidig zijn en waar geen advies over gegeven hoeft te worden. Het PBL blijft daarbij wel advies geven over de berekeningswijzen zelf en over enkele parameters waarvan de waarde niet eenduidig te bepalen is. Deze zijn in deze notitie vermeld. In het kader van de overdracht van werkzaamheden, kijkt het PBL nog enige tijd mee met het RVO. We constateren dat de berekeningen voor de definitieve correctiebedragen 2024 door RVO geheel overeenkomen met de schaduwberekeningen die we zelf voor de definitieve correctiebedragen 2024 hebben gemaakt.

# Afkortingen

ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EPEX	<i>European Power Exchange</i>
ERE	Emissiereductie-eenheden
ETS	Europees emissiehandelssysteem
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
ISP	Imbalance Settlement Periods
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PO	Profiel- en onbalans
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SDE	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
WOZ	Wind op zee

# Bronvermelding

EPEX (2024), [Update on Market Incident of 25 June 2024](#), Parijs: EPEX SPOT SE.

Muller, M., Henriquez, C., Van der Welle, A. (2023), [Definitieve correctiebedragen 2022](#), Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Welle, A., S. Lensink (2018), [Profiel- en onbalansfactoren 2018 behorende bij notitie Definitieve correctiebedragen 2018 voor de SDE++](#), Den Haag, Planbureau voor de leefomgeving.