



# De business case voor zon, wind op land en co-located BESS

Een uiteenzetting van de toenemende financiële uitdagingen voor  
hernieuwbare energie in Nederland

—  
16 april 2025





KPMG  
P.O. Box 74500  
1070 DB Amsterdam  
The Netherlands

Laan van Langerhuize 1  
1186 DS Amstelveen  
Tel: +31 (0)20 656 7052  
Fax: +31 (0)20 656 7400

Holland Solar  
D. Steeman en J. Uil  
Holland Solar  
Arthur van Schendelstraat 600  
3511 MJ Utrecht

Amstelveen, 16 april 2025

### Onderzoeksrapport business case voor zon, wind op land en co-located BESS

Geachte heer Steeman, geachte heer Uil,

Zoals besproken, voegen wij hierbij een kopie toe van ons Rapport (het "**Rapport**") bestemd voor Holland Solar (de "**Klant**" of "**Holland Solar**") gedateerd 16 april 2025. Holland Solar heeft ons gevraagd om een onafhankelijk onderzoeksrapport op te stellen met daarin een impactanalyse van de recente beleidswijzingen en marktomstandigheden op de business case voor de hernieuwbare technieken grootschalig zon (zowel op land als op dak), wind op land en grootschalige co-located batterijen ("co-located BESS"). Dit rapport bevat analyses op basis van informatie van Holland Solar, publieke informatie en op basis van onafhankelijk onderzoek van KPMG Corporate Finance & Valuations, onderdeel van KPMG Advisory N.V. ("**KPMG**").

In overeenstemming met onze opdrachtbrief van 12 februari 2025 en de bijlagen daarvan (onze "**Opdrachtbrief**"), heeft u ermee ingestemd dat het Rapport voorrang heeft boven elke eerder gedeelde conceptversie, en dat u geen vertrouwen zult stellen in concept rapporten anders dan op eigen risico.

Wij vestigen uw aandacht op de disclaimer voor dit rapport die hierna is opgenomen.

Hoogachtend,

KPMG Advisory N.V.

R. H. Stegink

Partner, KPMG Corporate Finance & Valuations

## Contactgegevens met betrekking tot dit rapport

### Rudolf Stegink

Partner  
*KPMG Deals*

E: [Stegink.Rudolf@kpmg.nl](mailto:Stegink.Rudolf@kpmg.nl)

### Erik Teuwen

Manager  
*KPMG Deals*

E: [Teuwen.Erik@kpmg.nl](mailto:Teuwen.Erik@kpmg.nl)

### Stan de Ranitz

Director  
*KPMG Strategy*

E: [deRanitz.Stan@kpmg.nl](mailto:deRanitz.Stan@kpmg.nl)

## Important notice - Disclaimer

Dit Rapport is opgesteld namens Holland Solar door KPMG Corporate Finance & Valuations, onderdeel van KPMG Advisory N.V. in verband met het verzoek om een onafhankelijke onderzoeksrapport op te stellen met daarin een impactanalyse van de recente beleidswijzingen en marktomstandigheden op de business case voor de hernieuwbare technieken wind op land, grootschalig zon (zowel op land als op dak) en grootschalige co-located batterijen ("co-located BESS").

De informatie in dit document weerspiegelt de huidige omstandigheden en onze zienswijze daarop per deze datum, welke alle dienovereenkomstig aan verandering onderhevig zijn. Bij het opstellen van dit Rapport hebben wij vertrouwd op de juistheid en volledigheid van de informatie afkomstig uit openbare bronnen of van derde of informatie verstrekt door of namens Holland Solar. Wij aanvaarden geen aansprakelijkheid voor dergelijke informatie en, voor zover betrekking hebbend op door Holland Solar verstrekte informatie, is Holland Solar hiervoor verantwoordelijk.

Wij willen benadrukken dat wij geen mening geven, noch enigerlei vorm van zekerheid verstrekken ten aanzien van de informatie in dit rapport. Tevens garanderen wij op generlei wijze of de door ons uitgevoerde procedures afdoende waren ter voldoening van uw informatiebehoeften.

KPMG Corporate Finance was niet betrokken en zal niet worden betrokken bij enigerlei besluitvorming door Holland Solar. KPMG Corporate Finance accepteert geen en neemt geen verantwoordelijkheid jegens enige andere partij dan Holland Solar. De opdrachtbevestiging tussen KPMG Corporate Finance en Holland Solar, gedateerd 12 februari 2025, de bijbehorende offerte gedateerd 12 februari 2025, bevatten specifieke afspraken omtrent verantwoordelijkheden, vrijwaring en verplichtingen. Dit rapport wordt verstrekt in overeenstemming met de voorwaarden van deze opdrachtbevestiging.

# Definities en afkortingen

|                   |                                                                             |                |                                                                             |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| <b>€/kW</b>       | Euro per Kilowatt                                                           | <b>PBL</b>     | Planbureau voor de Leefomgeving                                             |
| <b>€/MWh</b>      | Euro per Megawattuur                                                        | <b>NPE</b>     | Nationaal Plan Energiesysteem                                               |
| <b>€/kWp</b>      | Euro per Kilowatt piek                                                      | <b>O&amp;M</b> | 'Operating and maintenance expenses' (nl: onderhoud en operationele kosten) |
| <b>ACM</b>        | Autoriteit Consument en Markt                                               | <b>PBL</b>     | Planbureau voor de Leefomgeving                                             |
| <b>BESS</b>       | Battery energy storage system                                               | <b>PPA</b>     | Power purchase agreement                                                    |
| <b>CAGR</b>       | Compound annual growth rate                                                 | <b>RVO</b>     | Rijksdienst voor Ondernemend Nederland                                      |
| <b>CBS</b>        | Centraal Bureau voor de Statistiek                                          | <b>SDE</b>     | Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie                   |
| <b>CfD</b>        | Contract for differences                                                    | <b>TWh</b>     | Terawattuur                                                                 |
| <b>COD</b>        | Commercial operations date                                                  | <b>VK</b>      | Verenigd Koninkrijk                                                         |
| <b>CPI</b>        | Consumer Price Index                                                        |                |                                                                             |
| <b>DSCR ratio</b> | Debt service coverage ratio                                                 |                |                                                                             |
| <b>ECB</b>        | Europese Centrale Bank                                                      |                |                                                                             |
| <b>EU</b>         | Europese Unie                                                               |                |                                                                             |
| <b>GW</b>         | Gigawatt                                                                    |                |                                                                             |
| <b>KW(p)</b>      | Kilowattpiek                                                                |                |                                                                             |
| <b>KGG</b>        | Ministerie van Klimaat en Groene Groei                                      |                |                                                                             |
| <b>KWh</b>        | Kilowattuur                                                                 |                |                                                                             |
| <b>MWp</b>        | Megawattpiek                                                                |                |                                                                             |
| <b>MWh</b>        | Megawattuur                                                                 |                |                                                                             |
| <b>NL</b>         | Nederland                                                                   |                |                                                                             |
| <b>O&amp;M</b>    | 'Operating and maintenance expenses' (nl: onderhoud en operationele kosten) |                |                                                                             |



# 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# Nederland heeft zich gecommitteerd aan uitdagende klimaatdoelen die significante investeringen in hernieuwbare energie vereisen



## Het Klimaatakkoord

- De Nederlandse regering presenteerde in 2019 het Klimaatakkoord
- Deze bevat verschillende instrumenten om de doelstellingen uit het Klimaatakkoord van Parijs te behalen
- Het akkoord focust zicht op verschillende sectoren waaronder:



### Elektriciteit

- 70% van alle opgewekte elektriciteit afkomstig van hernieuwbare bronnen in 2030 en 100% in 2050
- Steenkoolcentrales worden uit gefaseerd tegen 2030



### Infrastructuur

- De infrastructuur van het energiesysteem verbeteren en flexibiliteit bieden voor veranderende opwekkingsbronnen
- Focus op opslag, regelbaar vermogen en vraagbeheersing



### Mobiliteit

- Doelstelling 100% van nieuw verkochte voertuigen zijn elektrische voertuigen in 2030
- Geen auto's die broeikasgassen uitstoten tegen 2050



### Industrie

- De uitstoot van broeikasgassen door de industrie met 35% verminderen tegen 2030
- De sector klimaatneutraal maken tegen 2050



### Gebouwen

- De uitstoot van broeikasgassen door gebouwen met 50% verminderen tegen 2030
- Alle gebouwen klimaatneutraal maken tegen 2050



## Nationaal Plan Energiesysteem

- De Nederlandse regering presenteerde in 2023 het Nationaal Plan Energiesysteem
- Dit plan omschrijft de kabinetsvisie voor het Nederlandse energiesysteem tot 2050
- Het plan presenteert de vijf keuzes die worden geïmplementeerd om een volledig duurzaam, betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem te behalen, zijnde:



### Maximaal aanbod

Inzetten op duurzame energie en energie-infrastructureur. Ambitie voor CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035 en opschaling van groene waterstofproductie naar 4 GW in 2030 als CO<sub>2</sub>-vrije energiedrager



### Energiebesparing

Verminderen van energieverbruik en verhogen van energie-efficiëntie op basis van Nationaal Programma Energiebesparing



### Slim inzetten energie en infrastructuur

Prioriteren van duurzame energie op relevante thema's waar goede alternatieven ontbreken. Tot 2035 de focus op waterstof in de industrie met in 2050 een cruciale rol als bron voor CO<sub>2</sub>-vrije energieproductie



### Internationale samenwerking

Sturen op sterke internationale samenwerking voor een maximaal verbonden energiesysteem



### Samen sturen

Focussen op inzet van gehele samenleving om maatschappelijke en economische omslag op te vangen

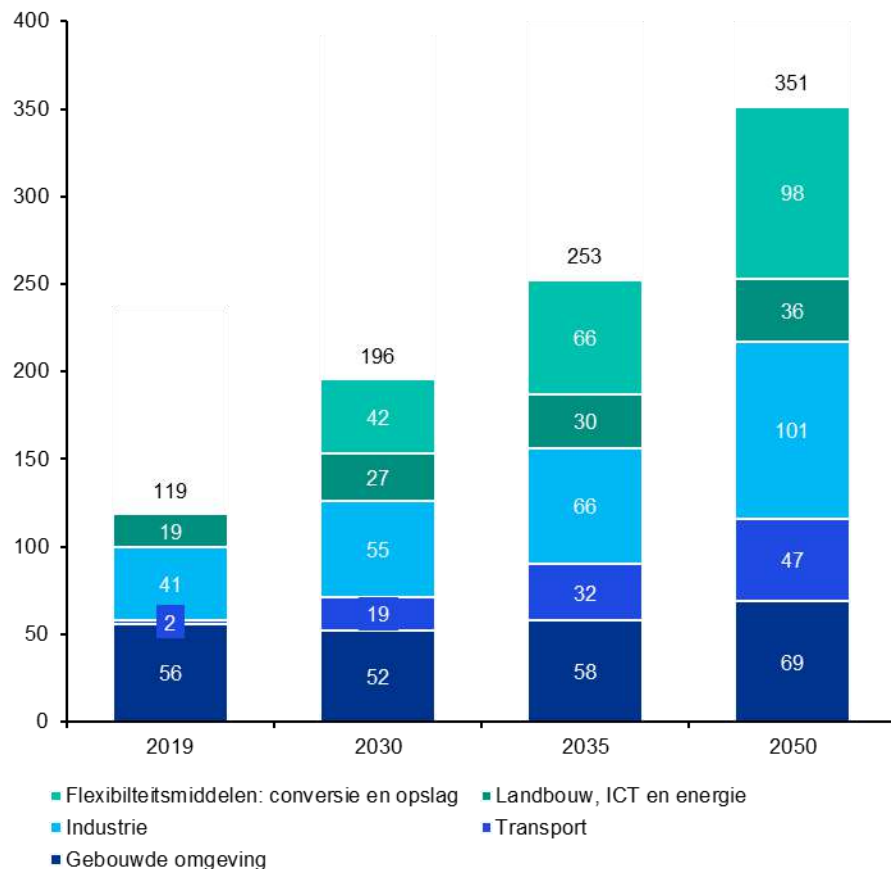


### Kamerbrief subsidieregeling CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen

Deze brief, uitgegeven in januari 2024, benadrukt het belang van CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen voor de Nederlandse energievoorziening. Als voornaamste bronnen wordt vooral ingezet op wind en zon, met waterstof gedreven centrales als back-up voor de leveringszekerheid.

# Daarnaast wordt verwacht dat de vraag naar elektriciteit zal groeien tot 2050, maar loopt de huidige ontwikkeling van de elektriciteitsvraag hierop achter

## Ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvraag (TWh) <sup>1</sup>



### Elektrificatie van Nederland

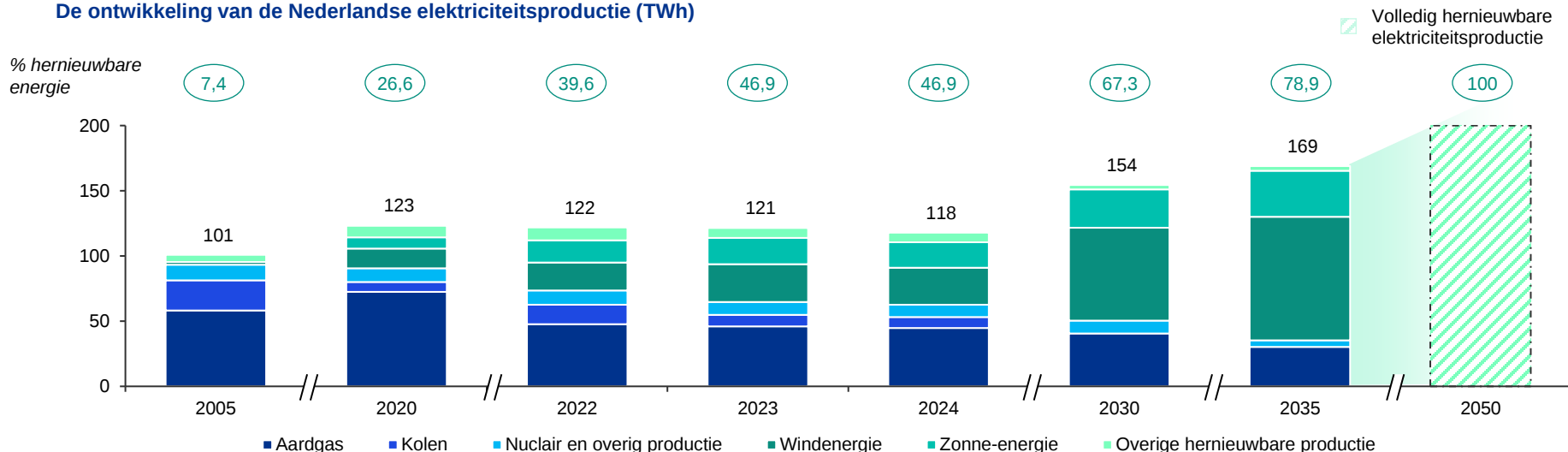
- De vraag naar elektriciteit neemt toe door een forse elektrificatie in vrijwel alle eindverbruikerssectoren
- De Nederlandse overheid heeft bijvoorbeeld ingezet op de elektrificatie van de **Nederlandse industrie** om te verduurzamen en de CO<sub>2</sub>-uitstoot terug te brengen. In de Routekaart Elektrificatie is opgenomen dat in 2050 de totale elektriciteitsbehoefte 3x tot 4x hoger is dan in 2021 en 60% van de energiebehoefte bestaat uit elektrificatie
- Daarnaast worden vanuit het Klimaatakkoord **vanaf 2030 alle nieuwe personenvoertuigen elektrisch** en verwacht men dat met de invoering van zero-emissiezones de (stads)logistiek elektrificeert
- In de gebouwde omgeving neemt de vraag naar elektriciteit toe door de verwachte **elektrificatie van de warmtevraag** middels het gebruik van volledig elektrische warmtepompen in woningen, kantoren en utiliteitsgebouwen
- Ten slotte verwacht Netbeheer Nederland een toename van de **elektriciteitsvraag van datacenters**
- Hierbij dient opgemerkt te worden dat de **groei van de elektriciteitsvraag achterblijft op de verwachtingen**. Het achterblijven van de elektriciteitsvraag wordt bijvoorbeeld veroorzaakt door de hoge nettatarieven, onvoldoende prikkels voor de industrie om te elektrificeren en vertraging in de uitrol van waterstof. De productiecapaciteit van hernieuwbare energie is de afgelopen jaren wel gegroeid waardoor op bepaalde momenten overproductie is ontstaan, voornamelijk op momenten met veel zon en wind

Notities: 1) Het gemiddelde van de energievraagscenario's van Netbeheer Nederland is toegepast voor de illustratie van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag

Bronnen: Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's (Netbeheer Nederland, 2023)

# De transitie naar volledig hernieuwbare elektriciteitsproductie en de toenemende vraag door elektrificatie leidt tot een sterke vraag naar hernieuwbare elektriciteit

De ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsproductie (TWh)



In 2030 wordt de productie van elektriciteit door kolencentrales stopgezet. Op dit moment produceren kolencentrales met name op momenten dat hernieuwbare bronnen weinig produceren, bijvoorbeeld gedurende de nacht.



Een emissievrij alternatief voor conventionele elektriciteitsproductie is nucleaire energie. Door de hoge bouwkosten en de tijd benodigd om kerncentrales te bouwen is snelle opschaling niet mogelijk.



De overheid zet in op de afbouw en verduurzaming van gasgestookte energiecentrales. Hierbij dienen deze centrales enkel als back-up voor de leveringszekerheid en wordt waterstof beschouwd als het primaire CO<sub>2</sub>-neutrale alternatief voor aardgas.



Elektriciteitsproductie uit zon en wind moeten opgeschaald worden om aan de verwachte stijgende vraag aan elektriciteit te voldoen en het wegvallen van elektriciteitsproductie uit kolen en gas op te vangen. Hierbij is het gebruik van BESS noodzakelijk om de volatiliteit van hernieuwbare energie op te kunnen vangen.

Bronnen: Klimaat- en Energieverkenning 2024 (PBL, 2024)

# Voor een goed werkend duurzaam elektriciteitssysteem is tijdelijke opslag van elektriciteit essentieel om de volatiliteit van hernieuwbare energieproductie te mitigeren



## Vraag naar batterijsystemen en de routekaart voor energieopslag

In tegenstelling tot productie van elektriciteit met fossiele brandstoffen, is het productievermogen van hernieuwbare energie afhankelijk van externe factoren als zon- en windkracht en is daardoor moeilijk regelbaar. De toename in de productiecapaciteit van duurzame energie in Nederland heeft daardoor geleid tot overproductie gedurende tijden met veel zon, meer prijsvolatiliteit en netcongestie.

Voor een goedwerkend duurzaam elektriciteitssysteem dient de aangeboden elektriciteit beter over de dag verdeeld te worden. Het gebruik van batterijen geeft de mogelijkheid om binnen een dag elektriciteit in te kopen tegen een lage prijs (bij overproductie) en te verkopen tegen een hoge prijs. Batterijen zijn daarmee een belangrijke ondersteunende pijler van een duurzaam elektriciteitssysteem.

Om de rol van energieopslag in Nederland uiteen te zetten heeft de RVO samen met verschillende stakeholders de routekaart voor energieopslag opgesteld. Hierbij is een aantal concrete acties met betrekking tot batterijsystemen opgesteld, waaronder:

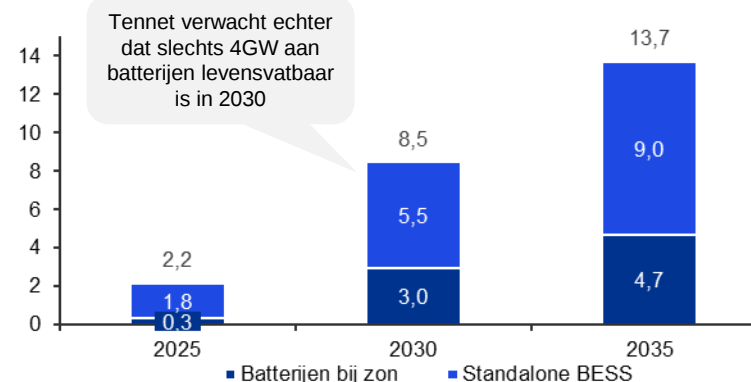
- Onderzoeken of sturing van batterij locaties op basis van netwerkanalyses en uitvoerbaarheid mogelijk is (KGG, TenneT en IPO)
- Uitwerken maatregel Invoering batterijverplichting voor zonneparken (zie rechts potentiële subsidie voor co-located batterijen)
- Onderzoek mogelijkheden om niet-levensvatbare aanvragen voor batterijsystemen uit de wachtlijst te halen (TenneT)

TenneT geeft in haar Monitor Leveringszekerheid 2024 aan dat in 2030 rond circa 4 GW aan levensvatbare batterijsystemen mogelijk zijn, waaronder 2 GW aan co-located batterijsystemen. Deze verwachting is lager dan de verwachtingen van Netbeheer Nederland als weergegeven aan rechterzijde van deze pagina.

Co-located batterijen worden gevoed door zonne- en windparken, in tegenstelling tot standalone batterijen die worden gevoed door het net, en kunnen hernieuwbare elektriciteit achter de meter opslaan op locatie en daarmee de levering van elektriciteit spreiden en tevens een oplossing bieden voor plaatselijke netcongestie. Daartoe heeft de overheid aangestuurd op een batterijverplichting bij zonneparken, in combinatie met een subsidieregeling. Deze batterijverplichting is tot op heden nog niet ingevoerd.

Economische haalbaarheid van batterijsystemen, met name standalone batterijen, is op dit moment echter gelimiteerd door onder andere de hoogte van het transporttarief.

## Verwachte ontwikkeling van de productiecapaciteit van batterijen in Nederland (GW)<sup>1</sup>



## Potentiële subsidie voor co-located batterijen



### Initiële budget claim: € 416.6 mln.

Invoering batterijverplichting voor zonneparken (€ 100 mln. toekennen en € 172 mln. reserveren)

- Deze maatregel heeft als doel extra duurzame elektriciteit te realiseren en deze elektriciteit op te slaan in een batterij. De elektriciteit moet worden terug geleverd tijdens periodes van tekorten aan hernieuwbare energie
- Update van KGG: 'De regeling die in 2025 opengesteld zou worden waarbij subsidie wordt verstrekt aan batterijen bij zonneparken wordt niet als effectief gezien. De invulling van de maatregel op deze wijze is namelijk onverantwoord duur gebleken'
- De invulling van de maatregel is duur gebleken ten opzichte van de CO<sub>2</sub>-reductie die het zou realiseren
- Er worden alternatieve maatregelen onderzocht om de groei van flexibiliteit in het energiesysteem te waarborgen – voorjaar 2025 wordt er besloten over de inzet van middelen en de uitvoering van deze alternatieve maatregel zal op zijn vroegst in 2026 plaatsvinden

Notities: 1) Het gemiddelde van de energievraagscenario's van Netbeheer Nederland is toegepast  
Bronnen: TenneT; Netbeheer Nederland; Actietabel Routekaart Energieopslag; Meerjarenprogramma 2025

# De productiecapaciteit van hernieuwbare energie dient de komende jaren sterk te groeien om aan de verwachte toenemende vraag naar elektriciteit te voldoen



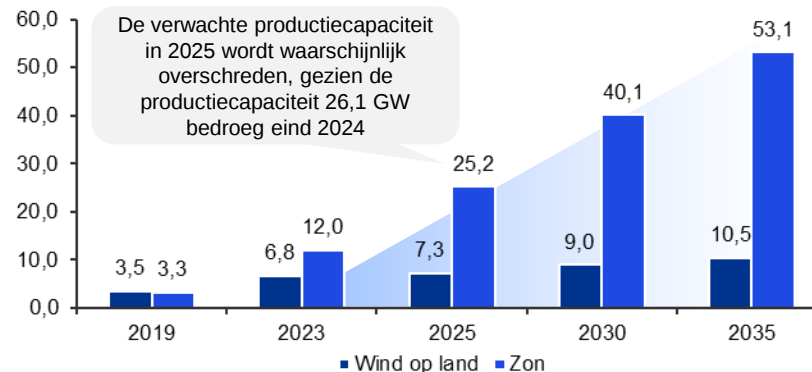
## Ontwikkeling productiecapaciteit hernieuwbare energie

In de afgelopen jaren is de productiecapaciteit van zon en wind op land sterk gegroeid, van 3,3 GW en 3,5 GW eind 2019 naar 12,0 GW en 6,8 GW eind 2023 voor respectievelijk zon en wind op land. Daarbij is de productie van zon en wind op land toegenomen, van 5,4 TWh en 7,9 TWh in 2019 naar circa 19,6 TWh en 17,8 TWh in 2023. De groei van de elektriciteitsproductie van zon en wind op land bedroeg daarnaast in 2024 respectievelijk 2,1 TWh en 0,1 TWh.

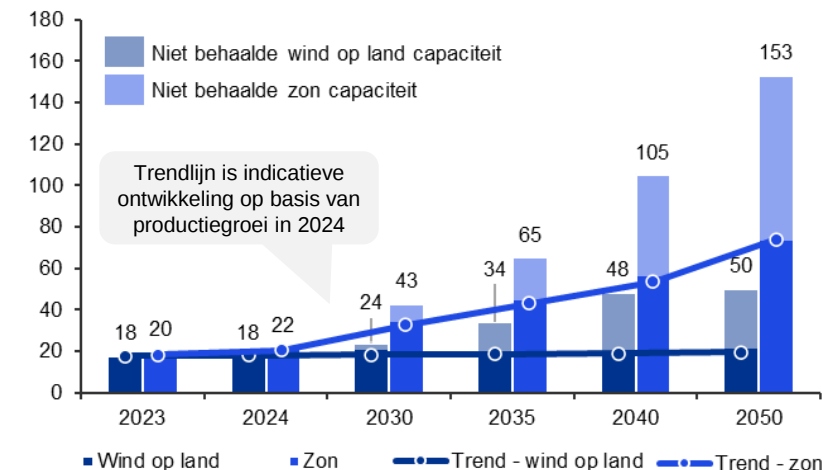
De productiedoelstellingen in het NPE vereisen een gemiddelde elektriciteitsproductie verhoging van 3,5 TWh en 1,0 TWh per jaar tot aan 2030 voor respectievelijk zon en wind op land. Daarna dient een gemiddelde elektriciteitsproductie verhoging van 5,5 TWh voor zon en 1,3 TWh voor wind op land behaald te worden om de NPE doelstellingen voor 2050 te halen. Op het huidige tempo van 2,1 TWh en 0,1 TWh per jaar wordt dat productieniveau niet behaald. Aan de rechterzijde van deze pagina is dit verschil inzichtelijk gemaakt.

De trendlijnen voor wind op land en zon geven de te behalen productie weer indien de productiegroei van 2024 zich in dezelfde mate doorzet. Hierbij wordt duidelijk dat de huidige ontwikkelingsnelheid van elektriciteitsproductie niet genoeg capaciteit zal behalen om de NPE doelstellingen van 2050 te halen. Om de elektrificatie en de klimaatdoelstellingen te halen dient de productiecapaciteit van zon en wind op land sneller uitgebreid te worden dan de afgelopen jaren is gelukt

## Werkelijke en verwachte ontwikkeling van de productiecapaciteit van wind op land en zon (zowel grond als dak) in Nederland (GW)



## Ontwikkeling van (verwachte) elektriciteitsproductie (TWh)



Notities: 1) Het gemiddelde van de energievraagscenario's is toegepast.

Bronnen: CBS, KPMG analyse, Scenario's investeringsplannen 2024 (Netbeheer Nederland, 2023), NPE

# Investerings in hernieuwbare energie staan echter in toenemende mate onder druk door de verslechterde business case voor zon, wind op land en co-located BESS



- De investeringen in hernieuwbare energie hebben de afgelopen jaren geresulteerd in groei in de productiecapaciteit van zon en wind. De productiecapaciteit dient de komende jaren sneller te groeien om gestelde doelstellingen te behalen
- In 2024 hebben investeerders in **zon- en windprojecten een neerwaartse druk op hun business case ervaren** door reducering van (toekomstige) inkomsten en toename van de risico's in hun projecten
- Er ontstaat een situatie waarin het rendement onvoldoende toereikend is om het vereiste rendement te behalen, waardoor **de ontwikkeling van nieuwe zon, wind op land en co-located BESS projecten vertraagd**, terwijl deze juist zou moeten versnellen
- Daarnaast komt het rendement van investeerders in reeds ontwikkelde projecten in het geding door de gereduceerde (verwachte) inkomsten
- Er zijn door Holland Solar zeven oorzaken geïdentificeerd die de huidige business case voor zon, wind op land en co-located BESS onder druk zetten, welke zijn opgesomd aan de rechterzijde van deze pagina
- Dit rapport onderzoekt drie oorzaken die volgens Holland Solar de grootste impact hebben op de business case
- De opgesomde oorzaken worden tevens ook opgemerkt in andere landen waar de markten voor zon, wind en BESS volwassen aan het worden zijn



## Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten



## Macro-economische ontwikkelingen



## Ontwikkelkosten

Focus van dit rapport



## Toenemende eisen vanuit regulering



## Onzekerheid omtrent politiek beleid



## Onzekerheid omtrent SDE++ methodiek



## Invoering van invoedingstarief

In appendix

Bronnen: Holland Solar



## 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten**
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# Het aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen op de 'day-ahead' markt is de afgelopen jaren gestegen door overcapaciteit tijdens uren met veel zon en/of wind

## Overproductie door het aanbod van hernieuwbare energie

Door de uitbreiding van de productiecapaciteit van hernieuwbare energie in Nederland is er een overaanbod ontstaan op de markt voor elektriciteit gedurende momenten op de dag waar de zon veel schijnt, normaliter tussen 11:00 en 16:00. Het overaanbod in uren met veel wind of zon leidt tot een neerwaartse prijsdruk op de day-ahead elektriciteitsmarkt in dit tijdvak.

In de figuur aan de rechterzijde van deze pagina hebben we het aantal negatieve prijzen op de day-ahead elektriciteitsmarkt in Nederland in de afgelopen vier jaar afgezet tegen de groei in de productiecapaciteit van zon in Nederland. Daaruit komen een aantal observaties naar voren:

- Het aantal uren binnen blokken van minimaal 6 opeenvolgende uren met een negatieve prijs is toegenomen van 16 uur in 2021 tot 171 uur in 2024
- Het aantal blokken van 1 uur met een negatieve prijs is toegenomen van 70 uur in 2021 tot 458 in 2024
- Indien de uren met doorgaans de meeste zon worden geïsoleerd (tussen 11:00 en 16:00), neemt het aantal negatieve uren ten opzichte van het totaal aantal uur in dit tijdvak sterk toe, van 2,9% in 2021 tot 16,9% in 2024

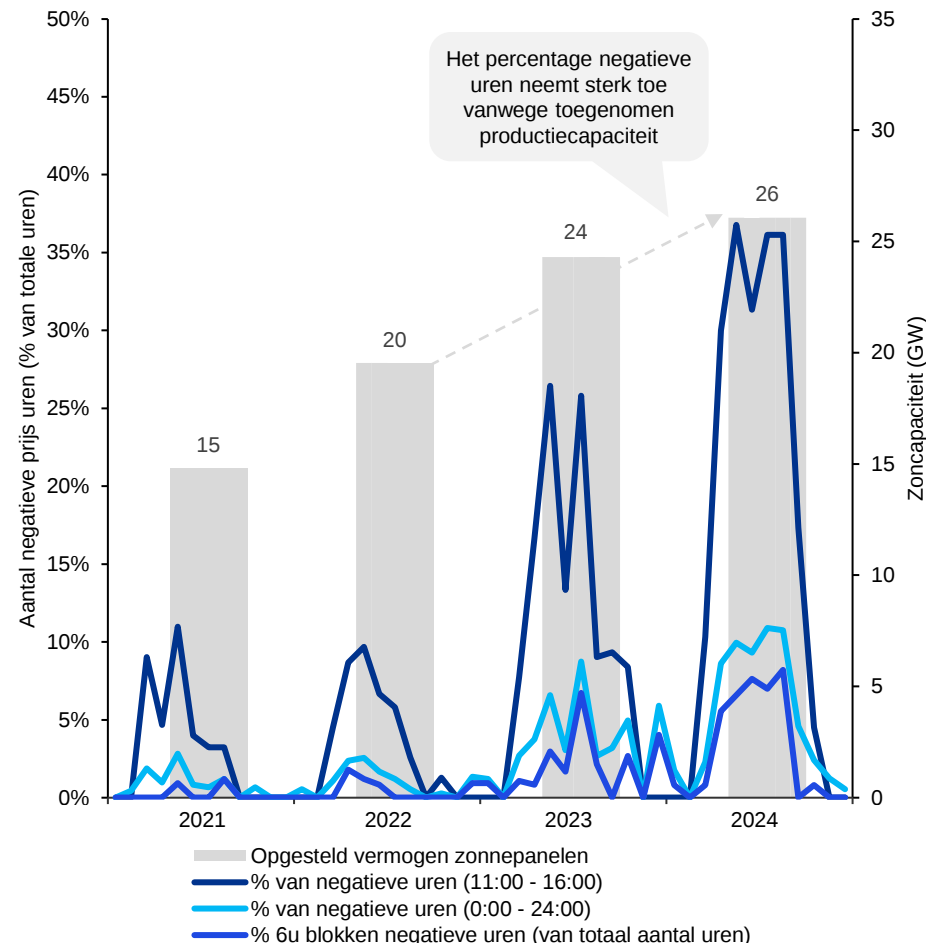
Het voorbeeld voor de neerwaartse prijsdruk van zon dat aan de rechterzijde van deze pagina wordt weergegeven, kan ook voor wind op land projecten worden gegeven. Op basis van de day-ahead prijsmarkt neemt ook de neerwaartse prijsdruk op momenten met veel wind toe door de toename in de productiecapaciteit van zowel wind op zee als wind op land.

Zon- en windparken sluiten contracten af met energieleveranciers waarin zij prijsafspraken maken. Met name in de 'oudere' leverancierscontracten ("PPA") is een gefixeerde prijs afgesproken die in (enige) mate bescherming biedt tegen negatieve prijzen. Meer recent afgesloten PPAs corrigeren in toenemende mate voor negatieve prijzen en bieden daarom weinig tot geen bescherming voor leveranciers van hernieuwbare energie. Hierbij schakelen zon- en windparken, waar mogelijk, uit indien er sprake is van negatieve prijzen. De negatieve impact die dit heeft op het rendement van het zon- of windpark wordt ook wel het curtailment effect genoemd.

Daarnaast zorgt de algemene neerwaartse prijsdruk voor een afname van het aantal uren met een prijs boven de correctieprijs, waardoor het upside potentieel afneemt. De combinatie van een toename in negatieve prijzen en een daling van het aantal uren met een prijs boven de correctieprijs hebben een directe negatieve impact op de kasstromen van hernieuwbare energie projecten.

Bronnen: CBS, Nationaal Energie Dashboard, KPMG analyse, ENTSO-E

## Ontwikkeling aantal uren met negatieve prijzen op de day-ahead markt (% van totale uren)



# Het toenemende aantal uren met een negatieve elektriciteitsprijs zorgt voor lagere omzet en meer risico voor financiers

## Negatieve prijzen en SDE++

In de huidige opzet van de SDE++ worden de uren met daarin negatieve prijzen niet meegenomen in de bepaling van de hoogte van de subsidie. Hierbij geldt:

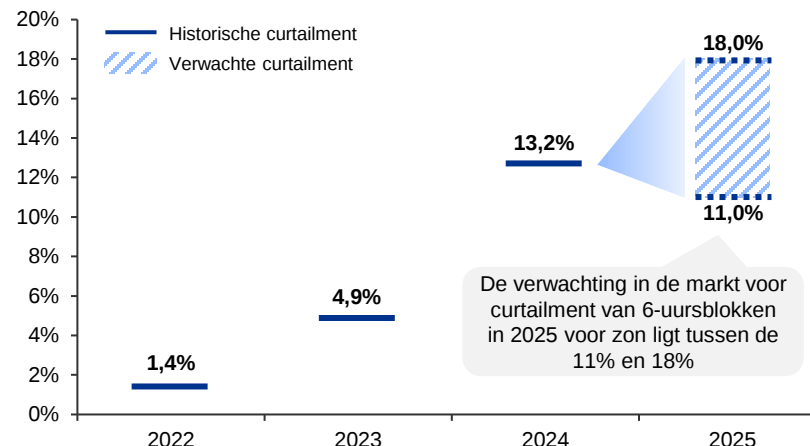
- Voor projecten vóór 2016 wordt gecompenseerd voor negatieve prijzen. Voor projecten tussen 2016 en 2022 wordt geen subsidie geboden voor blokken van 6 uur met negatieve prijzen. Voor subsidies na 2022 wordt geen subsidie geboden voor ieder uur met een negatieve prijs
- Bij de bepaling van het correctiebedrag worden uren met een negatieve prijs niet meegenomen, waardoor de omvang van de subsidie daalt

In de grafiek aan de rechterzijde van deze pagina geeft de ontwikkeling weer van de werkelijke volume curtailment voor zon op projectbasis in Nederland op basis van 6 uursblokken met negatieve prijzen. De toename in het aantal uren met negatieve prijzen als uiteengezet op de vorige pagina vertaalt zich in een toenemende volume curtailment tussen 2022 en 2024. Op basis van verwachtingen van diverse marktpartijen kan tevens worden gesteld dat curtailment ook in de nabije toekomst een grote rol blijft spelen. Curtailment speelt op dezelfde wijze een rol in de markt voor wind op land, maar op geringere wijze (zie tevens het tekstblok aan de rechterzijde van deze pagina).

## Business case impact

Beide gevolgen van de negatieve prijzen hebben directe negatieve impact op de kasstromen van projecten met zon en wind op land. Daarnaast geeft de onvolledige hedge van SDE bij negatieve prijzen en prijzen boven de correctieprijs onzekerheid aan de ontwikkelaar en financiers van projecten. Er is ook onzekerheid bij ontwikkelaars van hernieuwbare energieprojecten omtrent de toekomstige ontwikkeling van BESS, wat de ontwikkeling van negatieve prijzen tegen zou moeten gaan. Deze onzekerheden voor ontwikkelaars en financiers vertalen zich in een hoger vereist rendement voor nog te ontwikkelen hernieuwbare energie projecten en verlagen de waardering van reeds gerealiseerde projecten.

## Recente en verwachte curtailment ontwikkeling voor zon op projectbasis in Nederland (% volume – blokken van 6 uur)



- De curtailment impact van 1-uurs blokken met negatieve prijs is groter dan voor 6-uurs blokken. Marktpartijen verwachten een volume curtailment voor 1-uurs blokken tussen 16% en 20% in 2025
- Ook wind op land is onderhevig aan curtailment door negatieve prijzen. Marktpartijen verwachten voor wind-op-land in 2025 een volume curtailment van 4% tot 6% voor 6-uurs blokken en 7,5% en 8,5% voor 1-uurs blokken

# De toegenomen elektriciteitsproductie van hernieuwbare energie heeft geleid tot hogere profiel- en onbalanskosten

## Profiel- en onbalanskosten

Elektriciteitsproductie uit wind en zon heeft een meer volatiel karakter dan fossiele brandstoffen door de fluctuatie in zon- en windkracht. Bij fossiele brandstoffen is men in staat om accurate inschatting te maken van de hoeveelheid energie die zij gaat produceren omdat zij niet (of in beperkte mate) afhankelijk zijn van externe factoren. Bij zon- en windenergie wordt de mate van productie bepaald door de hoeveelheid zon- en windkracht.

Het is daarom voor zon- en windenergieproducenten lastiger om een inschatting te maken van de hoeveelheid elektriciteit die zij gaan produceren gedurende de volgende dag. De daadwerkelijke productie wijkt daardoor in grotere mate af van de verwachte productie in vergelijking met elektriciteitsproducenten die gebruik maken van fossiele brandstoffen. Om deze verschillen te corrigeren worden onbalanskosten in rekening gebracht, bijvoorbeeld voor het op korte termijn inkopen van extra energie of het gebruik van reserve systemen.

Daarnaast produceren zonneparken gelijktijdig elektriciteit bij veel zon. Hierdoor is de prijs waartegen een zonnepark elektriciteit produceert (de 'capture prijs') doorgaans lager dan de ongewogen gemiddelde dagprijs voor elektriciteit (de 'baseload prijs'). Het verschil tussen de capture prijs en de baseload prijs worden gedefinieerd als profielkosten.

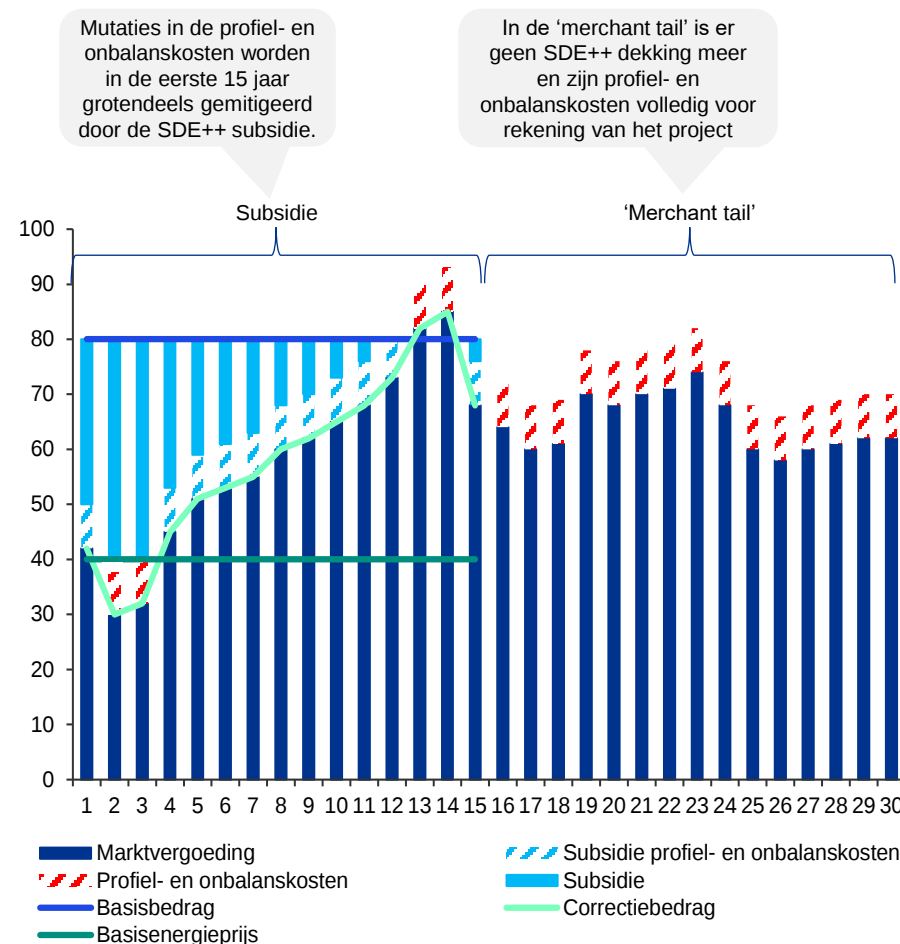
## Business case impact

Na afloop van de looptijd van de SDE++ subsidies (de 'merchant tail') dragen hernieuwbare energieprojecten het volledige risico van profiel- en onbalanskosten. Dit heeft met name effect op de financierbaarheid met vreemd vermogen, vanwege het ondernemingsrisico waarmee financiers worden geconfronteerd bij verstrekken van leningen met een looptijd van meer dan 15 jaar.

Ontwikkelaars en financiers van zon en wind op land hebben daarnaast te maken met het moeilijk in te schatten karakter van profiel- en onbalanskosten. Het bijbehorende verhoogde risico nemen zij op in het vereiste rendement voor nog te ontwikkelen hernieuwbare energieprojecten.

Zowel het verhoogde ondernemingsrisico na afloop van de SDE++-subsidies als het onvoorspelbare karakter van profiel- en onbalanskosten dragen bij aan de verhoogde druk op de businesscase voor elektriciteitsproductie uit zon en wind.

## Illustratie impact van profiel- en onbalanskosten op de business case (€/MWh)



Notities: De gebruikte factoren voor profiel- en onbalanskosten voor 2024 zijn voorlopig.  
Bronnen: KPMG analyse



### 3 Macro-economische ontwikkelingen

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# Inflatie is de afgelopen vijf jaar gestegen boven de verwachting van 2% en wordt slechts in beperkte mate doorgelegd naar de afnemer

## Inflatie

De operationele kosten van een zon- en windpark bestaan met name uit O&M-kosten (onderhouds- en operationele kosten), grondpacht en verzekeringen, waarbij de O&M-kosten het grootste deel van deze kosten behelzen. De indexatie van O&M kosten wordt doorgaans ingeschat door ontwikkelaars van zon- en windparken op 2% per jaar, in lijn met de inflatie doelstelling van de ECB.

In de grafiek aan de rechterzijde zijn de werkelijke inflatie ontwikkelingen van de CPI en arbeidskosten (zowel voor EU als NL) afgezet tegen de verwachte inflatie van 2%. De CPI is in de afgelopen vijf jaar gemiddeld met 4,8% per jaar toegenomen. De arbeidskosten, die een groot deel van O&M kosten vormen, zijn in dezelfde periode met respectievelijk 4,1% per jaar toegenomen in Nederland, en met 3,5% per jaar in de EU. De toegenomen inflatie betekent hogere operationele kosten voor zon- en windparken, met name via een stijging van de O&M kosten.

De toegenomen operationele kosten kunnen maar in beperkte mate worden doorgelegd naar afnemers:

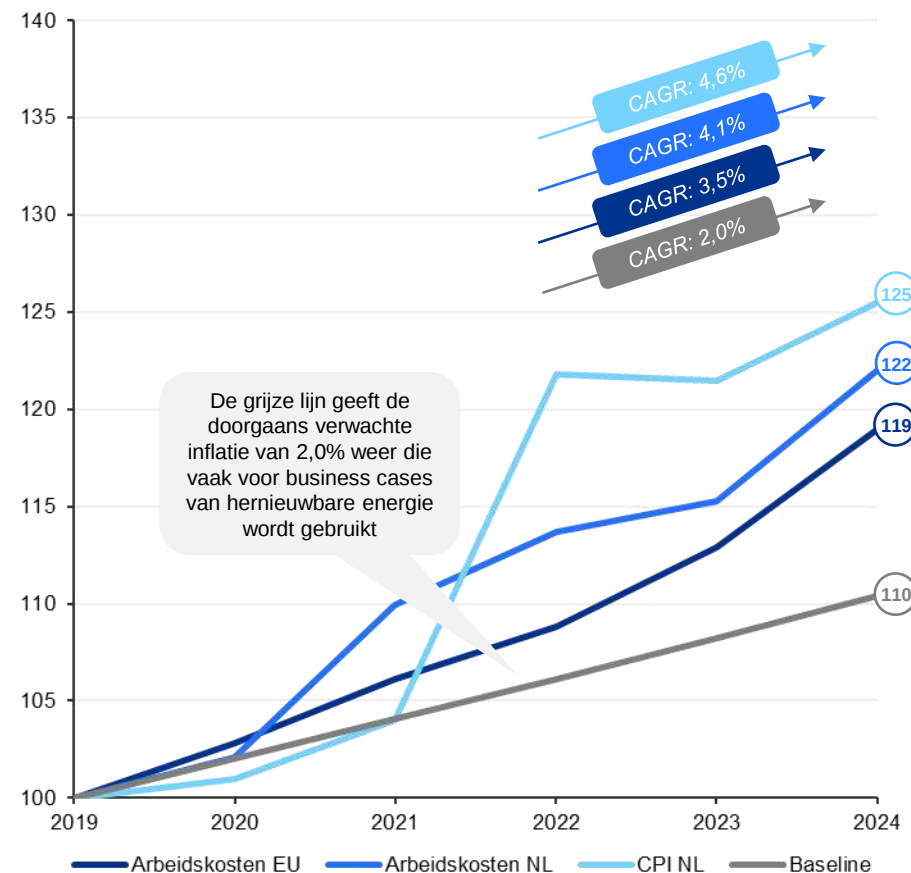
- In de PPAs worden afspraken gemaakt over indexering van tarieven op basis van inflatie. Doorgaans zijn deze niet toereikend om de gehele stijging van de operationele kosten te dekken. Hierbij dient opgemerkt te worden dat PPAs op dit gebied sterk van elkaar kunnen verschillen, waardoor het inflatie risico verschilt per project
- De merchant prijzen zijn onderhevig aan fluctuaties door diverse factoren en bieden geen bescherming tegen inflatie
- De SDE++ subsidies kennen geen indexering van de tenderprijs op basis van inflatie, waardoor een stijging van de kosten niet wordt gereflecteerd door een stijging van de subsidies

## Business case impact

Voor reeds ontwikkelde projecten en projecten die op dit moment in ontwikkeling zijn betekent dit dat de gestegen operationele kosten de kasstromen aanzienlijk verslechteren.

Voor projecten die nog ontwikkeld moeten worden betekent het niet alleen reducering van de verwachte inkomsten, maar ook verhoging van risico's in de business case. Dit verhoogde risico vertaalt zich in een hoger vereist rendement.

De inflatie ontwikkeling in Nederland (2019 = 100)



# Door de rentestijgingen van de ECB is de basisrente op schuldfinanciering en het risicovrije rendement gestegen

## Rente

Projecten in zon, wind en co-located BESS zijn doorgaans in grote mate gefinancierd met vreemd vermogen. De rente op het vreemd vermogen is doorgaans samengesteld door basisrente (vaak 3-maands Euribor) en een marge. Door de hoge mate van schuld in de financiering van het project is het rendement voor eigen vermogen volatiel bij wijzigingen in de basisrente en marge.

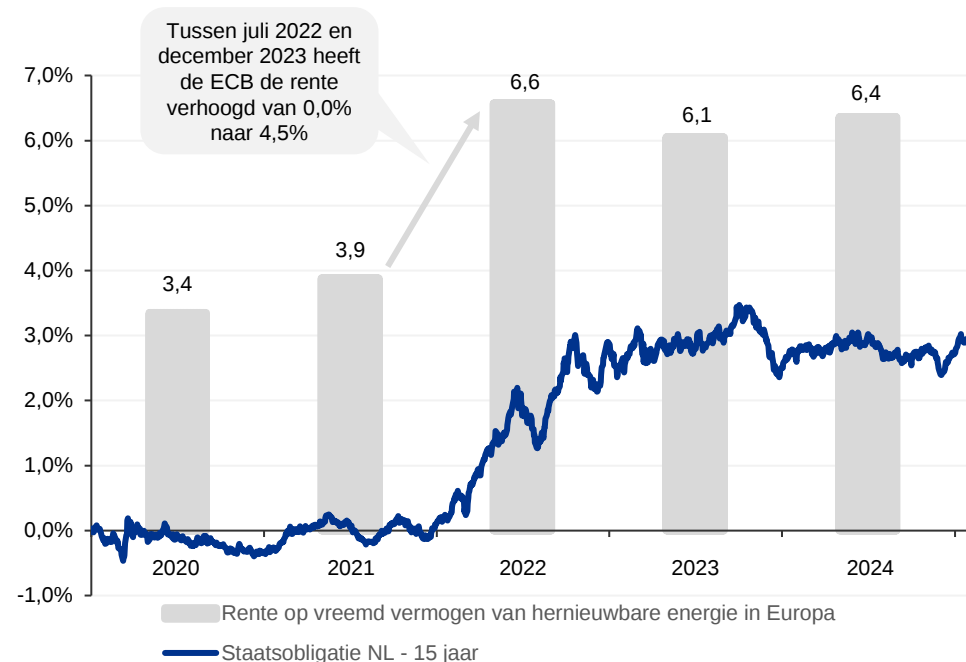
Tussen medio 2022 en eind 2023 heeft de ECB haar rente verhoogd van 0,0% naar 4,5%. Deze toename is ook gereflecteerd in een toename van de 3-maands Euribor met vergelijkbare stappen. Hierdoor zijn de financieringslasten van projecten in zon, wind en BESS omhoog gegaan.

## Business case impact

De verhoging van de financieringslasten resulteert in een verlaging van de kasstroom naar eigen vermogen en vermindert daarmee het rendement van eigen vermogen verschafters.

Door de verhoging van de ECB is tevens de rentestand van Nederlandse staatsobligaties omhoog gegaan. Bij de bepaling van het vereist rendement van investeringen in Nederland wordt doorgaans de rente op Nederlandse staatsobligaties gebruikt als reflectie van de risicovrije rente. Een toename van de rente op Nederlandse staatsobligaties betekent daarmee ook een toename van het vereiste rendement.

## Historische rente ontwikkeling (%)





## 4 Ontwikkelingskosten

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten**
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# De ontwikkelingskosten van zonneparken zijn gedaald door prijsdaling in modules, terwijl de kosten voor ontwikkeling van wind op land zijn gestegen

## Ontwikkelkosten wind- en zonneparken

De ontwikkelkosten voor zowel wind- als zonneparken vertonen jaarlijks flinke schommelingen als gevolg van fluctuaties in materiaal- en installatiekosten. Ontwikkelkosten worden doorgaans gezien als zowel de voorbereidingskosten (zoals omgevingsstudies, en vergunningstrajecten) als de bouwkosten. In dit rapport wordt onder ontwikkelkosten echter alleen de kosten voor het bouwen van een wind- of zonnepark bedoeld. Een indexering van de jaarlijkse kosten, waarbij 2022 als referentiejaar dient, toont aan dat de constructiekosten van windparken tussen 2022 en 2024 met 8% zijn gestegen, terwijl de kosten voor de realisatie van zonneparken juist met 20% zijn gedaald.

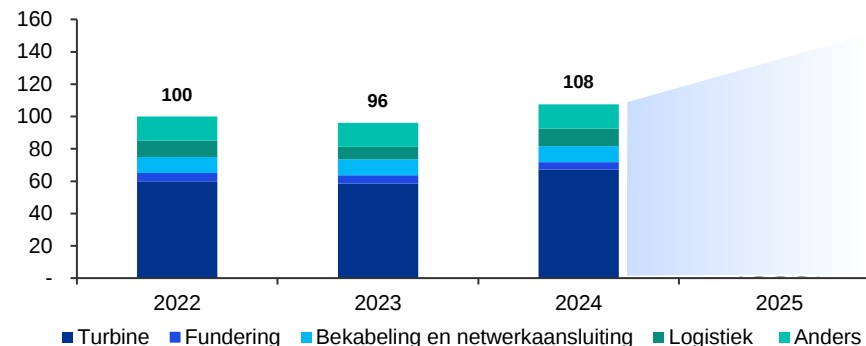
De opwaartse druk op de installatiekosten van windparken wordt voornamelijk veroorzaakt door een significante stijging van meer dan 10% in de kosten van turbines. Andere kostenposten blijven relatief stabiel, met slechts kleine variaties. De bouwkosten van windparken zijn met 4% gedaald ten opzichte van 2022 door een kostenreductie in logistiek. Deze tijdelijke daling wordt in 2024 teniet gedaan door een stijging van 12,5% ten opzichte van 2023.

De reductie in de bouwkosten van zonneparken in 2024 wordt voornamelijk aangedreven door een aanzienlijke daling van 17% in de kosten van modules ten opzichte van 2022. Daarnaast tonen ook de kosten van montagerails een daling van 3% over dezelfde periode. Overige kosten blijven over het algemeen stabiel.

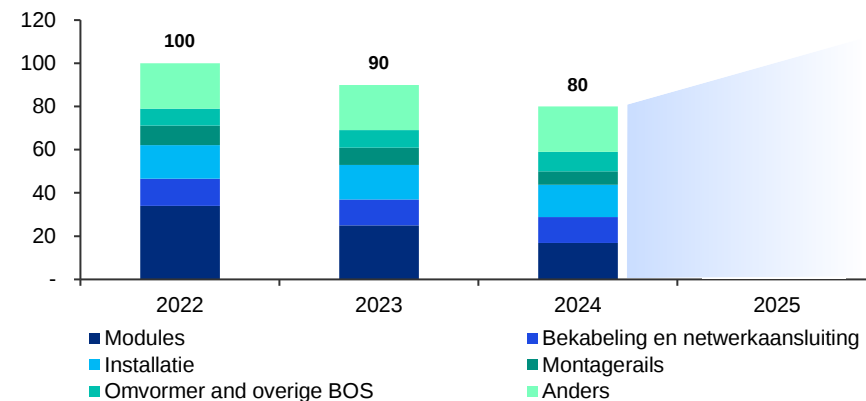
De fluctuerende ontwikkelingskosten van zon en windparken in combinatie met de relatief lange ontwikkelingstijd leiden tot toenemende investeringsonzekerheid voor ontwikkelaars en financiers.

Hoewel de kosten voor modules voor zonne-energie dalen, leiden de groeiende omgevingseisen (zie de [appendix](#)) tot een verlenging van de ontwikkeltijd van zonneparken. Marktpartijen geven aan dat historisch gezien de ontwikkeltijd varieerde tussen 2 tot 4 jaar, maar dat deze is verschoven naar 6 tot 9 jaar. Deze toename in ontwikkeltijd resulteert niet alleen in hogere kosten maar ook meer onzekerheid doordat de periode tussen financiering en operationele fase langer is geworden.

## Historische index ontwikkelkosten van windparken op land – wereldwijd (2022 = 100)



## Historische index ontwikkelkosten van zonneparken – wereldwijd (2022 = 100)



Bronnen: Renewables 2024 analysis and forecast to 2030 (International Energy Agency)



## 5 Co-located BESS

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS**
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# Lokale elektriciteitsopslag bij een hernieuwbare energie bron kan een oplossing bieden voor de neerwaartse prijsdruk door overproductie bij veel zon en/of wind

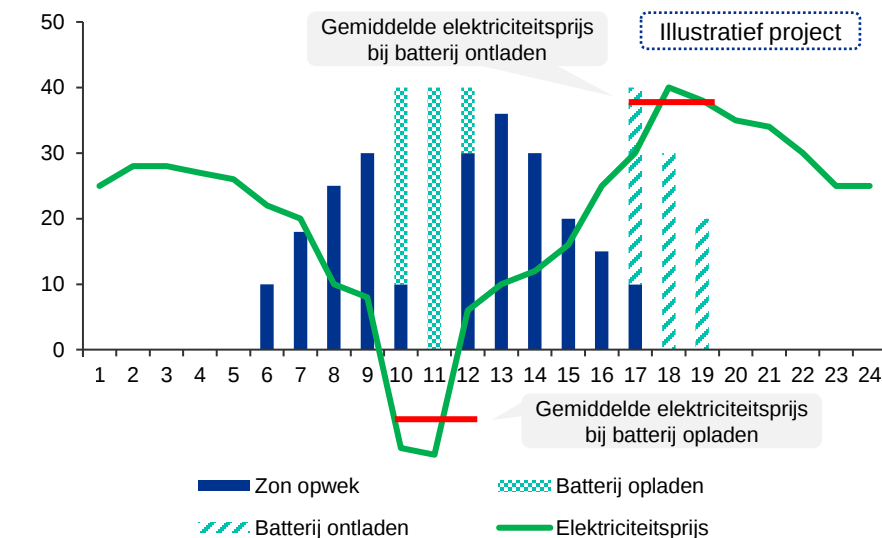
## Co-located BESS als oplossing voor de effecten van overproductie

Als uiteengezet op pagina 13 leidt de toegenomen productiecapaciteit van zon- en windenergie tot overproductie tijdens uren met veel zon en/of wind. Deze overproductie leidt in toenemende mate tot uren met een negatieve prijs en additionele profielkosten, die leiden tot gereduceerde inkomsten en het risico voor ontwikkelaars en financiers hebben verhoogd.

Als uiteengezet in naastgelegen figuur, kunnen co-located batterijen worden gebruikt om de elektriciteit die wordt geproduceerd tijdens uren met een lage of negatieve prijs op te slaan (horizontaal gestreepte groene vlak in de figuur) en deze elektriciteit vervolgens te verkopen tijdens uren met een hoge elektriciteitsprijs (groen gehokte vlak in de figuur), ook wel 'elektriciteitsarbitrage' genoemd. Elektriciteitsarbitrage is daarmee een operationele oplossing voor zon- en windparken voor negatieve prijzen en profielkosten.

Bij de installatie van voldoende co-located batterijen op de Nederlandse markt voor elektriciteit wordt door grootschalige arbitrage tussen lage- en hoge elektriciteitsprijzen de elektriciteitsprijs in enige mate genivelleerd door marktwerking. Dit is voordelig voor alle opwekkers van duurzame energie, ook voor zon- en windparken zonder een batterij.

## Illustratie elektriciteitsarbitrage voor batterij bij een zonnepark (MWh)



- Tijdens uren met daarin een lage of negatieve elektriciteitsprijs door overproductie kan een batterij bij een zon- of windpark worden gebruikt om elektriciteit op te slaan
- De opgeslagen elektriciteit kan vervolgens tijdens uren met een hogere elektriciteitsprijs worden verkocht
- De winstgevendheid van elektriciteitsarbitrage is het verschil tussen de gemiddelde prijs tijdens het opslaan van elektriciteit en het ontladen van elektriciteit (in bovenstaand figuur weergegeven met de twee rode lijnen).

# De opschaling van het aantal co-located batterijen loopt echter achter door risico's in de ontwikkelingsfase en business case

## Risico's in de ontwikkelfase en business case

Ondanks de mogelijkheden die co-located BESS biedt voor het reduceren van de impact van negatieve prijzen en profielkosten, blijft de ontwikkeling van co-located BESS achter bij de verwachting. Dit achterblijven wordt mede veroorzaakt door de lange doorlooptijd van de ontwikkeling van co-located BESS en de daarmee verbonden risico's en uitdagingen in de huidige business case:

- Het gebrek aan beschikbare bruikbare grond, met name in reeds bestaande projecten, geeft een fysieke limitatie op de ontwikkeling van co-located BESS
- Het vergunningstraject voor de ontwikkeling van batterijen verschilt per gemeente en er lijkt nog geen eenduidig beleid te zijn vanuit de overheid
- (co-located) BESS projecten die zijn aangesloten als verbruiker op het net betalen transportkosten. Deze transportkosten verminderen de winstmarge van de arbitragemogelijkheden. Voor volledig 'achter-de-meter' co-located BESS is dit niet van toepassing
- Met name de oudere zon- en windparken hebben een kleinere productiecapaciteit, waardoor zij onvoldoende schaal hebben om de installatie van een lokale batterij rendabel te maken

Door bovenstaande vertragingen in de ontwikkeling van co-located BESS ontstaat voor ontwikkelaars en financiers het risico dat de business case van de batterij afwijkt bij de afronding van de ontwikkeling ten opzichte van de business case bij het ophalen van financiering.

## Gevolgen voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie

Tennet onderschrijft in haar Position Paper omtrent grootschalige batterijopslag de uitdagingen in de markt voor grootschalige batterijen en heeft haar initiële verwachting van ontwikkeling van 9,5GW aan BESS in 2030 bijgesteld naar 4,9GW (waaronder 2GW co-located BESS bij zonneparken). Daarnaast geeft Tennet aan dat (grootschalige) batterijen een oplossing blijven bieden voor de uitdagingen die gepaard gaan met het duurzame elektriciteitssysteem van de toekomst.

Om de benodigde uitbreiding van productiecapaciteit van hernieuwbare energie op korte termijn te realiseren is de huidige ontwikkelingssnelheid van (co-located) BESS onvoldoende. Derhalve dient er op de korte termijn ook gekeken te worden naar andere opties om de business case voor hernieuwbare energie in Nederland te verbeteren.

Co-located BESS blijft een onderdeel van de operationele oplossing om het probleem van profielkosten en negatieve prijzen op lange termijn te verminderen.



## 6 Rendementsontwikkeling

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling**
- 7 Conclusies

# Investeringsbeslissingen worden doorgaans genomen door het verwachte rendement te vergelijken met het vereiste rendement

## Het verwachte rendement en het vereiste rendement

Voor de aanleg van nieuwe productiecapaciteit voor zon en wind op land zijn ontwikkelaars genooddakt financiering op te halen in de vorm van eigen- en vreemd vermogen.

Ontwikkelaars halen eigen vermogen op door hun business case voor te leggen aan eigen vermogensverschaffers als bijvoorbeeld pensioenfondsen en infrastructuurfondsen. Tevens financieren ontwikkelaars vaak zelf het eigen vermogen voor om deze posities te verkopen aan een van de eerder genoemde partijen bij het operationeel worden van het project.

Verschaffers van eigen vermogen maken een beslissing over het in te leggen vermogen op basis van twee parameters: het rendement van het project en het vereiste rendement. Het rendement van het project wordt bepaald op basis van de positieve kasstromen uit de operatie van het project afgezet tegen de ontwikkelkosten. Hierbij wordt het rendement vaak weergegeven met de Internal Rate of Return ("IRR"). Dit projectrendement wordt vervolgens vergeleken met het vereiste rendement dat de verschaffer van eigen vermogen op haar investeringen moet behalen.

Het vereiste rendement wordt bepaald op basis van het rendement dat een investeerder op een risicovrije investering zou ontvangen, gecorrigeerd voor het risico dat gepaard gaat met het project. De toegenomen risicovrije rente en de toegenomen onzekerheid omtrent prijsverwachtingen (inclusief curtailment en onbalans- en profielkosten), en het daarmee samenhangende gestegen risico, verhogen het vereiste rendement voor investeerders.

De negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten hebben daarnaast de inkomsten uit de operatie van het project gereduceerd, waardoor het verwachte rendement is afgenomen. De toegenomen kosten voor de aanleg van windparken hebben eveneens het rendement doen afnemen voor wind op land. Zie tevens de illustratie in het figuur aan de rechterzijde van deze pagina.

Het verslechterde verwachte rendement en een verhoogde drempelrendement leiden steeds vaker tot beslissingen waarbij verschaffers van zowel eigen- als vreemd vermogen ervoor kiezen om niet te investeren in hernieuwbare energie.

Tevens observeren we bij verstrekkers van vreemd vermogen dat zij, op basis van de gereduceerde inkomsten, een kleiner wordend deel van het project willen financieren. Waar enkele jaren geleden een financiering met 80% of zelfs 90% vreemd vermogen mogelijk was, hebben de reductie in de inkomsten en de verhoogde risico's in de business case ertoe geleid dat dit in het huidige investeringsklimaat moeilijk haalbaar is.

## Illustratie van het verwachte rendement op een hernieuwbaar energie project



- De investeringsbeslissingen die ten grondslag liggen aan het uitbouwen van de productiecapaciteit van duurzame energie worden, in algemene zin, genomen op basis van twee parameters: het **verwachte rendement** en het **vereiste rendement**.
- Het rendement van een hernieuwbaar energie project wordt bepaald door de **toekomstige kasstromen** af te zetten tegen de **kosten van het ontwikkelen** van het project,
- Dit rendement wordt vervolgens afgezet tegen het **minimaal vereiste rendement** dat behaald dient te worden

# Het vereiste rendement bij het investeren in hernieuwbare energie is gestegen, wat ook blijkt uit de verdisconteringsvoet van beursgenoteerde fondsen

## Ontwikkeling vereist rendement – beursgenoteerde fondsen

De vijf beursgenoteerde fondsen die zijn weergegeven aan de rechterzijde van deze pagina rapporteren de verdisconteringsvoet waarmee zij de 'net asset value' berekenen van hun investeringen in hernieuwbare energie. Deze investeringen zijn een combinatie van investeringen in zon, wind en batterijen. Deze disconteringsvoet wordt doorgaans op dezelfde manier opgebouwd als het vereiste rendement, waarbij de risicovrije rente wordt gecorrigeerd voor project specifieke risico's. De disconteringsvoet kan daarbij worden gebruikt als proxy van het vereiste rendement.

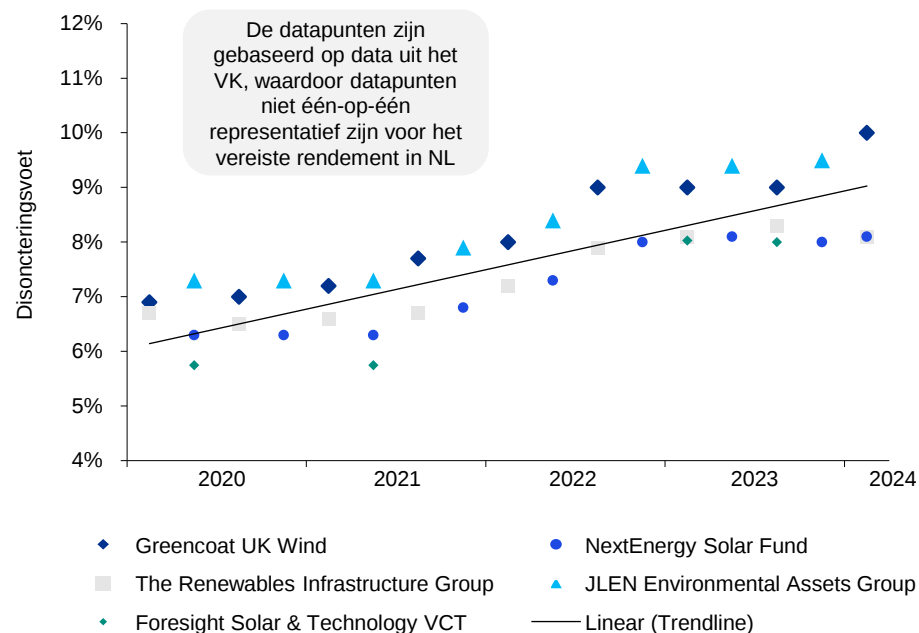
In het figuur aan de rechterzijde is de ontwikkeling van de disconteringsvoet tussen 2021 en 2024 voor vijf beursgenoteerde fondsen met investeringen in hernieuwbare energie uiteengezet. Op basis van deze ontwikkeling is een lineaire trendlijn getrokken, die de stijgende disconteringsvoet weergeeft. De disconteringsvoet valt in 2021 nog in de bandbreedte tussen 6% en 7%, waarna deze geleidelijk stijgt en in 2024 in een bandbreedte tussen 8% en 10% valt.

Hierbij dient het volgende opgemerkt te worden:

- De investeringen in het portfolio van de beursgenoteerde fondsen zijn verspreid over Europa, waarbij de investeringen in het Verenigd Koninkrijk het grootst zijn (ca. 95%)
- De investeringen in het portfolio zijn primair in zon en wind op land, maar een deel van de investeringen is tevens in bijvoorbeeld wind op zee
- De risicovrije rente van het Verenigd Koninkrijk ligt circa 150 tot 200 basispunten hoger dan de Duitse risicovrije rente

Desalniettemin neemt KPMG in de markt voor Nederlandse projecten in zon en wind op land een vergelijkbare opwaartse beweging waar in het vereiste rendement dat investeerders toepassen bij het ontwikkelen van een nieuw zon en/of wind op land project of het overnemen van een dergelijk project van een andere onderneming.

## De historische ontwikkeling van de gerapporteerde verdisconteringsvoet van beursgenoteerde fondsen die investeren in hernieuwbare energie (%)



# De waarderingen van beursgenoteerde Europese ondernemingen actief in zon, wind op land of BESS zijn de afgelopen jaren gedaald

## Ontwikkeling waarderingen – Beursgenoteerde ondernemingen

De gereduceerde verwachte inkomsten en het toegenomen vereiste rendement komen ook naar voren in de waarderingen van ondernemingen die actief zijn in hernieuwbare energie.

De operationele waarde van ondernemingen, ongeacht hun financiering, wordt uitgedrukt in de ondernemingswaarde. Voor beursgenoteerde ondernemingen kan op basis van de beschikbare informatie over aandelenprijzen en schulden de ondernemingswaarde worden bepaald. Door de ondernemingswaarde af te zetten tegen het aantal MW capaciteit dat een onderneming operationeel en in constructie heeft kan een multiple worden bepaald: de EV/MW.

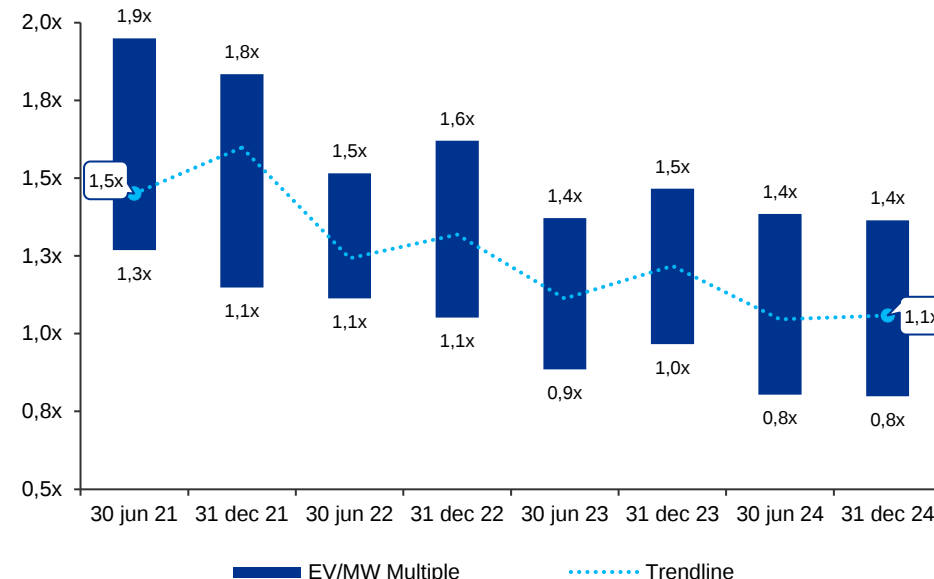
Europese ondernemingen ondervinden soortgelijke uitdagingen als ondernemingen die actief zijn in hernieuwbare energie markt in Nederland. Derhalve kan een trend in de waardering van Europese ondernemingen met hernieuwbare energie projecten een indicatie bieden voor de waardering van Nederlandse hernieuwbare energieprojecten.

In de figuur aan de rechterzijde van deze pagina is het verloop van de EV/MW multiple tussen 2021 en 2024 voor 12 Europese beursgenoteerde ondernemingen weergegeven die hernieuwbare energie projecten bezitten en ontwikkelen. De bovenzijde en onderzijde van de rechthoekige balken vertegenwoordigen hierbij het 25<sup>e</sup> tot en met het 75<sup>e</sup> percentiel van de halfjaarlijkse multiple van deze ondernemingen. De trendlijn vertegenwoordigt daarnaast de mediaan van deze observaties.

De bovenzijde, onderzijde en de trendlijn geven een neerwaartse trend van de EV/MW multiple weer, wat duidt op een daling in de ondernemingswaarde van de onderliggende ondernemingen. De mediaan van de observaties van de multiple op 30 juni 2021 is 1,5x, waarna deze zakt tot 1,1x in op 31 december 2024. Deze neerwaartse trend duidt op een afnemende waarde van de onderliggende ondernemingen.

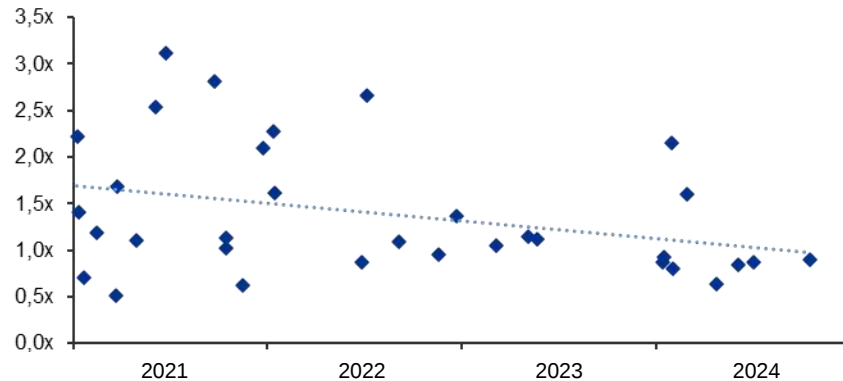
KPMG herkent deze neerwaartse trend in de waarderingen ook in de projecten in zon en wind op land in Nederland in de periode tussen 2021 en 2024.

## De historische ontwikkeling van de multiple van beursgenoteerde ondernemingen in EV/MW (€m)

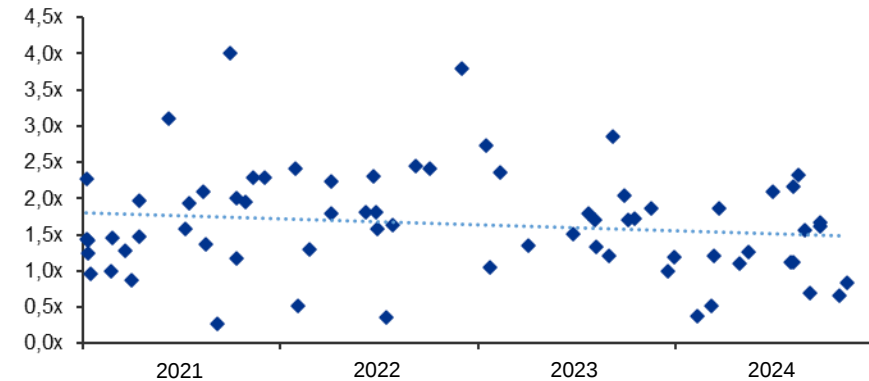


# De EV/MW multiple in zon en wind op land transacties laten eveneens een dalend verloop zien in de afgelopen jaren

De ontwikkeling EV/MWp (€m) multiple in Europese transacties - zon



De ontwikkeling EV/MWp (€m) multiple in Europese transacties – wind op land



- Op basis van recente transacties van projecten in zon en/of wind op land kan een trend worden geanalyseerd in de ondernemingswaarde van dergelijke projecten, als weergegeven in bovenstaand figuur.
- Zowel wind op land als zon laten een neerwaartse trend zien in de EV/MW multiple, in lijn met de neerwaartse trend in de multiple van beursgenoteerde ondernemingen. De neerwaartse trend is voor zon sterker dalend dan voor wind op land, wat indiceert dat de business case voor zon in grotere mate lijdt onder de groeiende onzekerheden en gereduceerde verwachte inkomsten.
- Er zijn relatief weinig onshore windtransacties waargenomen in de Nederlandse markt de afgelopen jaren. Transacties in andere Europese landen als Duitsland, Verenigd Koninkrijk, Spanje, Zweden en Polen zijn wel nog veelvoorkomend. Dit indiceert een verslechtering van de business case voor wind op land in Nederland ten opzichte van naburige landen, waarbij kapitaal niet naar Nederland, maar naar naburige landen vloeit.

Hierbij dient opgemerkt te worden dat de targets van transacties (zonneparken / windparks) zich bevinden in verschillende Europese landen, waar mogelijk andere regelgevings- en subsidiestelsels gelden dan Nederland, wat van invloed kan zijn op de transactiewaarde. Enkele transacties betreffen daarnaast een mix van operationele- en ontwikkelingsactiva. Activa in de ontwikkelings- of constructiefase hebben een ander risicoprofiel dan operationele activa waardoor zij anders worden gewaardeerd. De bovenstaande figuren kunnen derhalve uitsluitend gebruikt worden voor trendanalyse.

# KPMG identificeert deze neerwaartse druk op de business case van grootschalige zon ook in de Nederlandse markt

## Ontwikkeling waarderingen – zon in Nederland

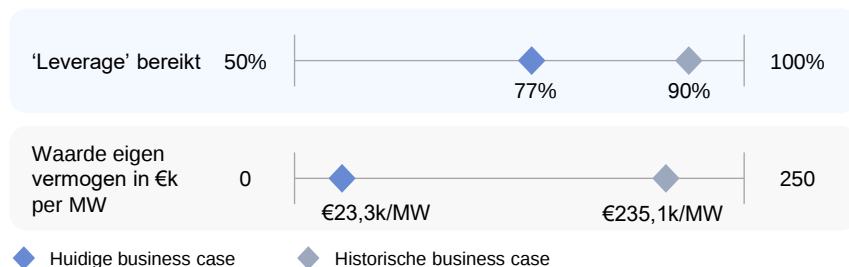
KPMG ziet in de Nederlandse markt dezelfde neerwaartse trend in de waardering van grootschalige zonnepark projecten als die waar te nemen is in de Europese markt. Zoals uiteengezet is de business case voor zonnepark projecten in Nederland de afgelopen jaren verslechterd. Hierbij hebben dalende elektriciteitsprijzen, stijgende operationele kosten, rentekosten, en stijgende rendementseisen een grote rol gespeeld. Daarentegen zijn de benodigde investeringen gedaald door onder andere lagere prijzen voor modules.

Om de impact van deze factoren te illustreren op een Nederlands project voor grootschalige zon, is de huidige business case van een geanonimiseerd project gemodelleerd en vergeleken met de situatie van twee à drie jaar geleden. Overige project specifieke eigenschappen zijn constant gehouden om de belangrijkste veranderingen te benadrukken. De belangrijkste aannames staan in de naastgelegen tabel.

In onderstaand figuur is de impact van deze veranderingen op i) *leverage* en ii) marktwaarde van het eigen vermogen in het project weergegeven.

- Leverage is het percentage van de totale investeringen gefinancierd met vreemd vermogen (bank financiering). In lijn met algemeen gangbare marktpraktijken is het totale schuldniveau berekend aan de hand van een DSCR ratio. Hierbij wordt gekeken naar hoeveel schuld een project kan dragen door de verhouding tussen de beschikbare kasstroom voor schuldaflossing en de vereiste schuldaflossing te berekenen. Dit resulteert in de huidige business case in 77% financiering t.o.v. een historische 90%. Terwijl de totale investeringsbehoefte tegelijkertijd is afgenomen.
- De marktwaarde van eigen vermogen is, eveneens in lijn met gangbare marktpraktijken, berekend op basis van de DCF model. De waarde in de illustratieve project is significant gedaald van €235,1k/MW naar €23,3k/MW.

## Vergelijking huidige versus historische business case



Bronnen: KPMG analyse

## Illustratief project

| Project 'Zon' (illustratief)                          | Huidige business case                                                             | Historische business case                                              |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| <b>Capaciteit</b>                                     | 40 MWp, operationeel                                                              | 40 MWp, operationeel                                                   |
| <b>Land positie</b>                                   | Geleased 35 hectares                                                              | Geleased 35 hectares                                                   |
| <b>Project duur (vergunning)</b>                      | 30 jaren                                                                          | 30 jaren                                                               |
| <b>P50 / P90 energie yield</b>                        | 950 / 910 kWh/kWp                                                                 | 950 / 910 kWh/kWp                                                      |
| <b>Degradatie</b>                                     | 0,30%                                                                             | 0,30%                                                                  |
| <b>Energie prijs (incl. GoOs)</b>                     | Gecombineerde curves van markt-forecasters Q1-25 en 6uur neg. prijs 'curtailment' | Gecombineerde curves van markt-forecasters Q2-23<br>Geen 'curtailment' |
| <b>PPA premium</b>                                    | 10% premium, 5 years                                                              | 10% premium, 5 years                                                   |
| <b>SDE++ tarief</b>                                   | 65,0 EUR/MWh                                                                      | 90,0 EUR/MWh                                                           |
| <b>All-in capex/investeringen</b>                     | 500.000 EUR/MWp                                                                   | 550.000 EUR/MWp                                                        |
| <b>All-in operationele kosten</b>                     | 16 EUR/KWp                                                                        | 15 EUR/KWp                                                             |
| <b>Schuld – rente</b>                                 | 4%                                                                                | 1.5%                                                                   |
| <b>Schuld – looptijd</b>                              | 20 jaar                                                                           | 20 jaar                                                                |
| <b>Schuld – DSCR (wel/geen gecontracteerde omzet)</b> | 1,15x / 1,30x                                                                     | 1,15x / 1,30x                                                          |
| <b>Disconteringsvoet eigen vermogen</b>               | 8,0%                                                                              | 6,0%                                                                   |
| <b>Omzet inflatie</b>                                 | 2%                                                                                | 2%                                                                     |
| <b>Kosten inflatie</b>                                | 2%                                                                                | 2%                                                                     |

# Daarnaast ziet KPMG een neerwaartse trend in de multiples van Nederlandse wind op land projecten

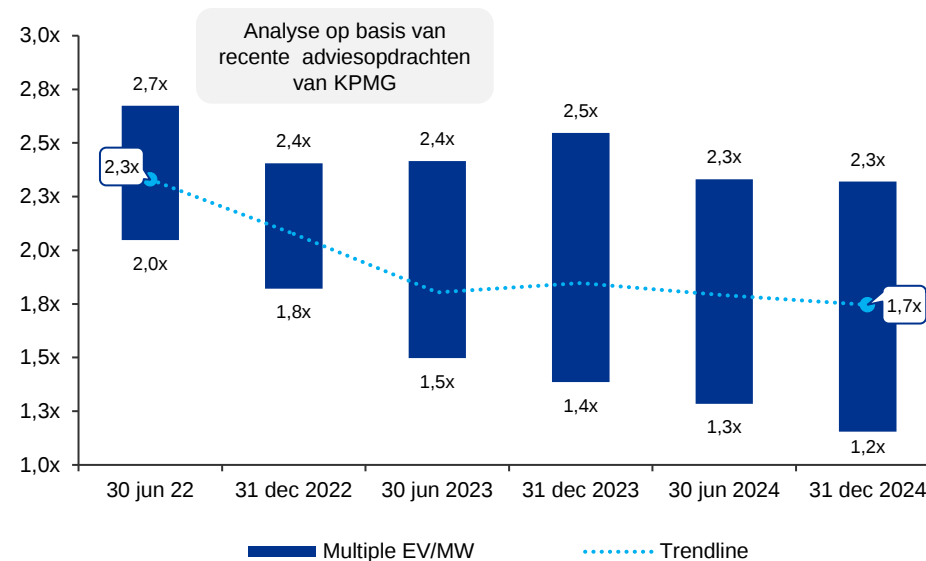
## Ontwikkeling waarderingen – wind op land in Nederland

In lijn met de waardering van Nederlandse zonneparken ziet KPMG ook een dalende trend in de waardering van Nederlandse windparken op land. In nevenstaand figuur is het verloop van de EV/MW multiple tussen 2022 en 2024 van een aantal Nederlandse operationele windparken op land weergegeven.

De windparken hebben COD-datums tussen 2016 en 2022, de projecten hebben een levensduur tussen de 15 en 25 jaar en een capaciteit tussen de 10 en 150 MW. De bovenzijde en onderzijde van de rechthoekige balken vertegenwoordigen hierbij het 25e tot en met het 75e percentiel van de multiples van deze ondernemingen. De trendlijn vertegenwoordigt daarnaast de mediaan van deze observaties.

De figuur geeft een neerwaartse trend van de EV/MW multiple weer, wat duidt op een daling in de ondernemingswaarde van de onderliggende ondernemingen. Naast de uitdagingen waarop dit rapport zich heeft gefocust, geldt voor wind op land tevens dat het gebrek aan beschikbaarheid van bruikbare grond de mogelijke groei van windparken op land beperkt.

## Ontwikkeling van EV/MW-multiples van wind op land in Nederland (€m)





## 7 Conclusies

- 1 De noodzaak voor zon, wind op land en BESS
- 2 Negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten
- 3 Macro-economische ontwikkelingen
- 4 Ontwikkelingskosten
- 5 Co-located BESS
- 6 Rendementsontwikkeling
- 7 Conclusies

# Het toegenomen vereiste rendement en afgenomen verwachte rendement zet de benodigde ontwikkeling van hernieuwbare productiecapaciteit onder druk

## Het gevolg van de verslechterde business case

De benoemde uitdagingen in de markt voor zon en wind op land in Nederland hebben geleid tot de verslechtering van de business case middels reducering van de inkomsten en een verhoging van het vereiste rendement. Daarbij worden de verwachte toegenomen risico's door negatieve prijzen en profiel- en onbalanskosten slechts gedeeltelijk gemitigeerd door SDE++ subsidies.

Op basis van objectieve marktdata, ervaringen uit de Nederlandse transactiemarkt van hernieuwbare energie en signalen van marktparticipanten concludeert KPMG dat de verslechtering van de business case heeft geleid tot lagere waarderingen van operationele projecten en een verslechterde financierbaarheid van nieuwe projecten.

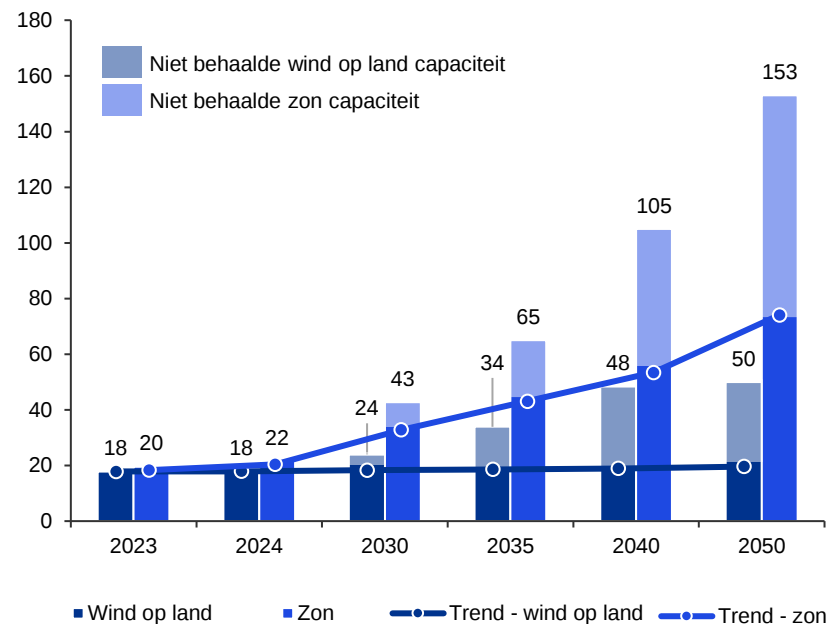
Voor operationele projecten kunnen dalende inkomsten resulteren in het doorbreken vereiste DSCR niveaus. Een reducering in inkomsten maakt het moeilijker om aan de renten en aflossingsverplichtingen te voldoen, wat kan leiden tot financiële moeilijkheden.

Daarnaast kan de huidige status van de business case voor zon en wind op land een negatief effect hebben op het aantrekken van (buitenlands) kapitaal. Investeerders kunnen door de toegenomen risico's en verminderde inkomsten ervoor kiezen om niet in de Nederlandse markt, maar in buurlanden te investeren.

Zoals afgebeeld in de grafiek aan de rechterzijde, wordt met de huidige ontwikkelingssnelheid van elektriciteitsproductie de NPE doelstelling van 2050 niet behaald. De trendlijnen voor wind op land en zon geven de te behalen productie weer wanneer de productiegroei van 2024 zich in dezelfde mate doorzet. Om de doelstellingen uit de NPE te behalen moet er gekeken worden naar opties om de huidige marktsituatie te verbeteren.

Daarnaast heeft de verslechterde business case met name een effect over enkele jaren. De huidige productiecapaciteit uitbreidingen komen voort uit projectfinancieringen die enkele jaren terug, bij gunstiger verwachte kasstromen, zijn afgesloten. Het bemoeilijken van het financieren van projecten voor wind op land en grootschalig zon kan derhalve leiden tot een afname in de uitbreiding van de productiecapaciteit van hernieuwbare energie ten opzichte van de (niet-toereikende) groei in 2024.

## Ontwikkeling van (verwachte) elektriciteitsproductie (TWh)



# Om de periode tot aan de realisatie van lange termijn oplossingen te overbruggen, dienen alternatieve oplossingen voor de korte termijn te worden onderzocht

## Korte termijn oplossingen en SDE++

De grootste drijver van de verslechtering van de kastromen voor zonprojecten is disbalans tussen de vraag en aanbod op de elektriciteitsmarkt gedurende zonnige uren met veel overproductie. De achterblijvende elektrificatie en flexibiliteit zorgen ervoor dat de vraag onvoldoende is mee gestegen met het gestegen aanbod.

De overproductie en daarmee gepaard gaande negatieve prijzen leiden tot de noodzaak voor projecten om uit te schakelen, waardoor er minder inkomsten worden gegenereerd dan initieel verwacht. Daarnaast hebben deze negatieve uren op twee manieren een negatief effect op de SDE++ subsidies:

- De uren waarin de installatie uitstaat worden niet meegenomen bij de bepaling van het SDE++ subsidiebedrag
- In de bepaling van het correctiebedrag worden negatieve prijzen niet meegenomen

De combinatie van bovenstaande SDE++ mechanismen zorgen niet alleen voor een lagere SDE++ subsidie inkomsten, maar geven richting financiers ook minder zekerheid over de verwachte kasstromen.

Operationele oplossingen voor het probleem van de negatieve prijzen zijn moeilijk haalbaar op korte termijn. Een aantal (mogelijke) korte termijn oplossingen waarmee de financierbaarheid van de business case voor zon, wind op land en co-located BESS kan worden verbeterd, zijn:

- **Tweezijdige CfD** kunnen zekerheid bieden aan investeerders en financiers door een nagenoeg gefixeerde vergoeding te garanderen
- Het instellen van een **wettelijk elektrificatiedoel** stimuleert de vraag naar hernieuwbare energie
- De invoer van een **groene rentekorting** maakt de financiering van hernieuwbare energieprojecten goedkoper
- **Versnelling vergunningsprocedures en het verbeteren en versnellen van de netinfrastructuur** leiden tot een kortere doorlooptijd van de bouwfase en resulteren in lagere ontwikkelingskosten

De uitwerking van (bovenstaande) korte termijn oplossingen was geen onderdeel van de scope van KPMG voor dit onderzoeksrapport.

## Lange termijn oplossingen

De transitie van een elektriciteitssysteem dat gebaseerd is op het gebruik van fossiele brandstoffen naar een systeem dat gebruik maakt van hernieuwbare bronnen zorgt voor een vermindering van de stuurbaarheid van elektriciteitsproductie. Dit leidt onvermijdelijk tot momenten waarbij het aanbod hoger is dan vraag, wat op bepaalde moment leidt tot een neerwaartse prijsdruk en tot negatieve prijzen.

Om deze neerwaartse prijsdruk en aantal uren met negatieve prijzen te verminderen, dient de vraag naar elektriciteit in balans te worden gebracht met het toenemende aanbod. Daarnaast biedt de huidige marktsituatie een kans voor batterijen en kleinverbruikers:



### Stimuleren elektriciteitsgebruik

Maatwerkafspraken over versnelde netverzwaring en hoge nettarieven zijn essentieel voor de achterblijvende elektrificatie van de industrie. Hierbij is ook de elektrificatie van industriële bedrijven buiten de vijf industriële clusters (als opgenomen in het Klimaatakkoord) van belang, alsmede de elektrificatie van middelgrote industrieën. Totdat deze oplossingen in werking zijn biedt congestiemanagement een uitweg.



### Aansporen opslag door flexibiliteit

Negatieve prijsuren bieden kansen voor afnemers en batterijen om goedkope stroom af te nemen. Hierbij is flexibiliteit cruciaal. Dit kan worden gestimuleerd door subsidies. Ook hier zijn hoge nettarieven een bottleneck voor veel opslagprojecten.



### Aanmoedigen eigen verbruik

Afschaffing van de salderingsregeling en het stimuleren van slimme apparaten stimuleert eigen verbruik van kleinverbruikers en maakt zonnepanelen rendabeler door belastingvrije zonnestroom. Dit kan ook een rol spelen in het verminderen van het hoge aantal negatieve prijs-uren, omdat vraag en aanbod op de laagspanningsnetten beter afgestemd worden en er minder zonnestroom wordt ingevoed op de hoger gelegen netvlakken.



# Appendix

# SDE++ mechanisme



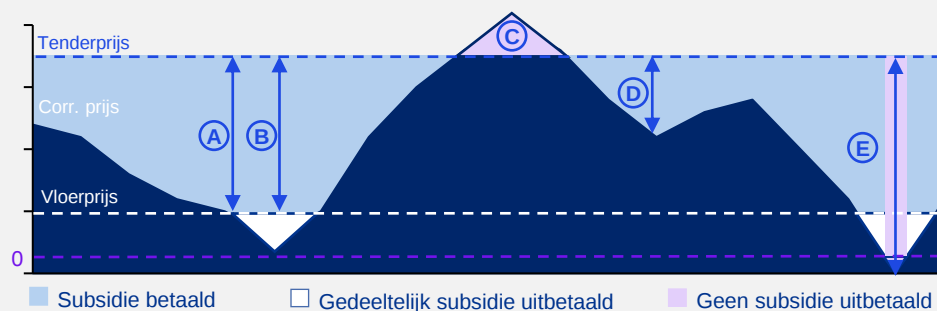
## SDE++ mechanisme

**Vloerprijs cap:** Subsidie is gelijk aan tenderprijs min vloerprijs wanneer de correctieprijs onder de vloerprijs liggen.

**Correctiebedrag basis:** Jaarlijks correctiebedrag gebaseerd op de gemiddelde day-ahead elektriciteitsprijs op de EPEX-markt.

**Tariefberekening:** Het SDE++-tarief is gelijk aan het verschil tussen de tenderprijs van het project en de correctieprijs (indien boven de vloerprijs).

**Subsidieduur:** De tenderprijs beslaat de looptijd van de SDE++-subsidie; het correctiebedrag wordt jaarlijks herrekend voor de uiteindelijke jaarlijkse betalingen.



- A** De marktprijs is gelijk aan de vloerprijs, hierbij wordt de maximale SDE++-subsidie uitgekeerd.
- B** Volledige SDE++-subsidie wordt uitgekeerd. Verlies aan inkomsten voor de producent wanneer marktprijzen lager zijn dan de vloerprijs.
- C** Geen SDE++-subsidie wordt uitgekeerd aangezien de marktprijs boven de tenderprijs ligt. Extra marktinkomsten worden door de producent behouden (niets terugbetaald aan de overheid).
- D** SDE++-subsidie wordt uitgekeerd op basis van het verschil tussen de marktprijs en de tenderprijs.
- E** Bij de berekening van de SDE++ subsidies worden 1-uurs of 6-uurs blokken met een negatieve prijs (afhankelijk van het subsidie verstrekjaar) **niet** meegenomen in berekening van het subsidiebedrag.

### Opbrengstgrensbedrag

In de SDE++ subsidie zit vanaf 2024 een opbrengstgrensbedrag waarmee overwinsten worden berekend. Deze overwinsten worden verrekend met de ontvangsten (of nog te ontvangen) SDE++ subsidies.

### Onzekerheid over nieuwe subsidie

De potentiële budgetverlagingen, beleidswijzingen, en marktontwikkelingen zorgen voor onzekerheid over de toekomst van de SDE++ subsidie. Er is een budget van €8 miljard toegewezen voor 2025, maar de openstelling van de ronde van 2026 is nog onzeker.

### Verwachting van CfD

Men verwacht dat de SDE++ subsidies vervangen gaan worden door CfD. Onder de CfD-regeling betaalt de producent het positieve verschil tussen de marktprijs en de tenderprijs aan de overheid (vlak C in bovenstaand figuur), terwijl de overheid het negatieve verschil tussen de marktprijs en de tenderprijs aan de producent vergoedt.

# Op basis van gesprekken met diverse investeerders en ontwikkelaars zijn vier additionele uitdagingen voor hernieuwbare energie geïdentificeerd (1/2)

Dit rapport heeft haar focus op de drie uitdagingen als uiteengezet op pagina 11. Door Holland Solar zijn nog vier uitdagingen geïdentificeerd die we in deze sectie kort toelichten



## Toenemende eisen regulering

De zonne-, wind- en batterijsector worden geconfronteerd met toenemende uitdagingen als gevolg van strengere eisen vanuit de politiek en regelgeving.

Vergunningstrajecten worden voor alle drie sectoren langer en complexer, wat resulteert in aanzienlijk verlengde doorlooptijden en verhoogde druk op de businesscase. De hogere investeringskosten om aan de toenemende vergunningseisen te voldoen, evenals de langere doorlooptijden die voortvloeien uit strengere eisen, vereisen een sterkere kapitaalpositie van de ontwikkelaar. Deze hogere eisen brengen ook meer onzekerheid met zich mee over het succesvol afronden van projecten, wat resulteert in minder projecten die daadwerkelijk worden voltooid. Dit legt op zijn beurt een grotere druk op de reeds gerealiseerde projecten om hun winstgevendheid te vergroten en meer marge te creëren.

Naast de uitdagingen omtrent vergunningen kent elke sector ook eigen uitdagingen, zoals:



### Zonne-energie

- Beperkte beschikbaarheid van geschikte locaties door strengere eisen rondom ruimtelijk ordening, ecologische randvoorwaarden en verhoogde eisen voor lokale participatie



### Windenergie

- Aangescherpte eisen rondom ruimtelijke ordening, ecologische voorwaarden en lokale participatie
- Mogelijk strengere afstandsnormen tot woningen
- Strengere hoogtebeperkingen vanwege luchtvaart en landschappelijke integratie



### BESS

- Lange wachttijden voor netaansluiting
- Complexe regelgeving rond brandveiligheid en milieueisen



## Onzekerheid omtrent politiek beleid

Onzekerheid over politiek beleid kan een negatief effect hebben op investeringen in zon, wind en BESS. Investerings vereisen een stabiele en voorspelbare regelgevingsomgeving om kapitaal op te halen tegen een vergoeding waarmee een positieve business case kan worden berekend. Wanneer politieke besluitvorming onzeker is, bijvoorbeeld door schommelingen in regelgeving of onduidelijkheid over toekomstig beleid, kunnen investeerders besluiten om niet te investeren of om deze onzekerheid in te prijzen in hun voorwaarden middels bijvoorbeeld hogere rente of lagere financieringsomvang.

Voor nieuwe energieprojecten betekent dit dat het moeilijker wordt om benodigde investeringen aan te trekken, doordat het verhoogde risico investeerders ertoe kan aanzetten een hoger rendement te eisen om de risico's te compenseren.

Voor operationele projecten kunnen dalende inkomsten de bestaande DSCR in gevaar brengen. Een reducering in inkomsten kan het moeilijker maken om aan de rente- en aflossingsverplichtingen te voldoen, wat kan leiden tot financiële moeilijkheden.

# Op basis van gesprekken met diverse investeerders en ontwikkelaars zijn vier additionele uitdagingen voor hernieuwbare energie geïdentificeerd (2/2)



## Onzekerheid omtrent SDE++ methodiek

De SDE++ subsidie, die gebaseerd is op de hoeveelheid productie van hernieuwbare energie, staat momenteel onder druk door:



De overvloed aan negatieve uren in de markt. Hierdoor worden energieparken steeds vaker gedwongen om te curtailen, wat resulteert in een afname van de subsidiabele uren. Mede daardoor heeft het PBL in haar advies aan KGG een aantal aanpassingen in de SDE++ methodiek voorgesteld om te corrigeren voor negatieve prijzen



De langere doorlooptijden door complexe vergunningsaanvraag waarmee hernieuwbare energieprojecten worden geconfronteerd. Hierdoor nemen de kosten voor projectontwikkeling toe. Deze extra kosten, die voorheen geen probleem vormden bij kortere doorlooptijden, hebben nu een aanzienlijke impact op de financiële haalbaarheid van projecten



De strengere eisen op het gebied van ecologie en lokale participatie, waardoor extra uitdagingen ontstaan voor ontwikkelaars omdat de huidige SDE++ systematiek daar geen rekening mee houdt



Het ontbreken van een specifiek subsidie-instrument voor batterijopslag, wat leidt tot een gebrek aan investeringen in deze cruciale flexibilitetsbron ondanks de groeiende vraag



## Invoering van invoedingstarief

De ACM heeft aangekondigd een invoedingstarief te willen invoeren. Ondanks de onduidelijkheid over de precieze opbouw van het tarief wijst onderzoek van CE Delft op onder andere de volgende verwachte gevolgen:

### Energiemix en concurrentiepositie

- Een stijging van 10% in de elektriciteitsprijzen doordat partijen het invoedingstarief doorrekenen en de productie van hernieuwbare bronnen afneemt. Dit kan resulteren in meer import van energie en het gebruik van gascentrales.
- Na een verwachte periode van marktherstel en mogelijk compensatie van kosten voor hernieuwbare opwek, wordt een nieuw evenwicht verwacht. De totstandkoming van dit equilibrium is afhankelijk van het overheidsbeleid
- Het invoedingstarief kan echter ook leiden tot hogere kosten in vergelijking met omliggende landen, waardoor investeringen mogelijk naar andere landen verplaatst worden

### Netkosten invoeders

- De interpretatie van de EU-wetgeving leidt tot een gemiddeld invoedingstarief van 2,50 €/MWh. Batterijen hebben hogere kosten vanwege beperkte vollasturen, terwijl andere technieken vergelijkbare kosten hebben
- Een tarief zonder EU-maximum kan leiden tot vier- tot vijfmaal hogere kosten voor invoeders



Some or all of the services described herein may not be permissible for KPMG audit clients and their affiliates or related entities.



[kpmg.com/socialmedia](https://kpmg.com/socialmedia)

The information contained herein is of a general nature and is not intended to address the circumstances of any particular individual or entity. Although we endeavor to provide accurate and timely information, there can be no guarantee that such information is accurate as of the date it is received or that it will continue to be accurate in the future. No one should act on such information without appropriate professional advice after a thorough examination of the particular situation.

© 2025 KPMG Advisory N.V., a Dutch limited liability company and a member firm of the KPMG global organisation of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee. All rights reserved.

The KPMG name and logo are trademarks used under license by the independent member firms of the KPMG global organization.

**Document Classification: KPMG Confidential**