



Review overgangsregeling hernieuwbare elektriciteit na 2025

Eindrapport

Contract details

Review overgangsregeling hernieuwbare elektriciteit na 2025
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Referentie: 202201048

Aangeboden door

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

Auteurs

Onne Hoogland
Joris Moerenhout
Henjo Jagtenberg
Hans Bolscher

Contactpersoon

Onne Hoogland
T: +31 (0) 6 1036 0790
E: Onne.hoogland@trinomics.eu

Datum

Rotterdam, 11 mei 2022

INHOUDSOPGAVE

| | |
|---|-----------|
| Managementsamenvatting en conclusies | 2 |
| 1 Inleiding..... | 7 |
| 2 Nadere uitwerking conceptovergangsregeling..... | 9 |
| 2.1 Inleiding | 9 |
| 2.2 Optionele regeling | 9 |
| 2.3 Onrendabele-topvergoeding met correctie voor opwaarts prijsrisico | 10 |
| 2.4 Steunperiode | 12 |
| 2.5 Specifiek budget | 13 |
| 3 Impact op investeringszekerheid | 14 |
| 3.1 Inleiding | 14 |
| 3.2 Bandbreedte van de impact van de overgangsregeling | 14 |
| 3.3 Impact overgangsregeling op onrendabele top | 15 |
| 3.4 Impact overgangsregeling op minimale rendementseisen..... | 16 |
| 3.5 Impact op projectontwikkelingsinspanningen | 19 |
| 3.6 Conclusies over investeringszekerheid | 19 |
| 4 Impact op kosten en budgetclaim..... | 21 |
| 5 Criteria om noodzaak verdere stimulering in te schatten | 22 |
| 5.1 Methode voor inschatting noodzaak van verdere stimulering..... | 22 |
| 5.2 Gevoeligheidsanalyse en invloed op noodzaak stimulering..... | 25 |
| 5.3 Conclusies over methode voor inschatten noodzaak verdere stimulering..... | 27 |
| 6 Relevantie voor wind op zee | 28 |
| Annex: Lijst met gesprekspartners | 30 |

Managementsamenvatting en conclusies

Aanleiding en doel van de studie

De directe aanleiding van deze studie is dat de overeengekomen steun voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op land op korte termijn afloopt. In het Klimaatakkoord is de steun voor 35 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie tot en met uiterlijk 2025 vastgelegd. Aangezien zowel het jaar 2025 als de productie van 35 TWh spoedig bereikt zal worden, moet er besloten worden of en op welke manier hernieuwbare elektriciteitsproductie op land verder ondersteund zal worden.

De overgangsregeling is ontworpen om een eventuele overgang van ondersteuning middels de SDE++ naar een subsidievrije markt meer geleidelijk te laten verlopen en de investeringszekerheid op peil te houden. Indien er wordt besloten om de SDE++-steun voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op land af te bouwen, bestaat er een risico dat de groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie te sterk terugloopt. Om dit risico te mitigeren denkt het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) na over de ontwikkeling van een tijdelijk overgangsinstrument dat de SDE++ vervangt voor hernieuwbare elektriciteit op land: de overgangsregeling.

Het doel van deze studie is om de overgangsregeling verder uit te werken, de impact te beoordelen en criteria te formuleren om te beslissen of het invoeren van de regeling noodzakelijk is. Hierbij gebruiken we een conceptovergangsregeling die EZK met inbreng van marktpartijen heeft ontwikkeld als startpunt. Dit concept hebben we verder uitgewerkt en met verschillende marktpartijen besproken om de impact op investeringszekerheid te beoordelen en mogelijke verbeterpunten te identificeren. Hierbij benadrukken we dat een aantal ontwerpkeuzes enkel onze aanbevelingen vertegenwoordigen en nog door EZK beoordeeld moeten worden. De hieronder beschreven regeling vertegenwoordigt dus niet noodzakelijkerwijs de visie van EZK.

Uitwerking conceptovergangsregeling

De overgangsregeling is vergelijkbaar met de SDE++, maar omvat een correctie voor opwaarts prijsrisico en wordt enkel ingevoerd als ander beleid onvoldoende effectief blijkt in het op peil houden van de investeringszekerheid. De conceptovergangsregeling vergoedt net als de SDE++ jaarlijks het verschil tussen de marktprijs en het bedrag waarvoor projecten ingediend hebben. Een belangrijk verschil hierbij is dat het maximale bedrag waarvoor projecten kunnen indienen (het basisbedrag) gecorrigeerd wordt voor extra inkomsten die projecten genereren in jaren waarin marktprijzen hoger zijn dan het indieningsbedrag (het opwaarts prijsrisico). Dit gecorrigeerde basisbedrag wordt de 'steunprijs' genoemd. Verder is de conceptovergangsregeling specifiek van toepassing voor hernieuwbare elektriciteit op land. Hierdoor concurreren zon-PV en wind op land enkel met elkaar en zal er dus een specifiek budget voor de opschaling van deze technieken bepaald worden. Tot slot heeft de conceptovergangsregeling een expliciet optioneel karakter. Dit betekent dat de regeling wel wordt ontwikkeld, maar dat de implementatie enkel wordt overwogen als ander beleid (o.a. vraagstimulering) onvoldoende effectief blijkt om de investeringszekerheid op een voldoende niveau te houden om de doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit op land te halen.

De meest uitdagende aanpassing is de correctie voor het opwaartse prijsrisico, omdat deze sterk afhankelijk is van onzekere aannames over toekomstige elektriciteitsprijzen en de volatiliteit daarin. Binnen deze studie hebben we een conceptmethode ontwikkeld om deze correctie te berekenen, gebaseerd op de methode die al wordt toegepast om de basisprijspremie binnen de huidige SDE++ te berekenen. Hoewel deze methode praktisch uitvoerbaar is, zijn de resultaten sterk afhankelijk van de verwachte langetermijnelectriciteitsprijs en de inschatting van de volatiliteit in elektriciteitsprijzen. Aangezien deze waardes inherent onzeker zijn, is het ook moeilijk om een verwachtingswaarde overeen te komen, zeker gezien de recente ontwikkelingen in internationale energiemarkten. Hierdoor is de omvang van de correctie voor opwaarts prijsrisico enigszins arbitrair, wat het instrument minder robuust maakt.

Verwachte impact overgangsregeling

De impact van de overgangsregeling op de investeringszekerheid komt op drie niveaus tot stand: extra inkomsten, lagere financieringskosten en meer projectontwikkelingsinspanningen. Hierbij betreffen de extra inkomsten de subsidie die uitgekeerd wordt in jaren waarin de gemiddelde marktprijzen lager zijn dan het indieningsbedrag. Dankzij deze verwachte extra inkomsten en de beperktere blootstelling aan prijsrisico's kunnen projecten tegen lagere kosten gefinancierd worden waardoor de projectkosten dalen. Tot slot zal het perspectief op (mogelijke) continuering van de steun voor hernieuwbare elektriciteitsproductie een extra stimulans geven om nieuwe zon-PV- en wind op landprojecten te ontwikkelen.

De omvang van de impact van de overgangsregeling wat betreft extra inkomsten en lagere financieringskosten is volledig afhankelijk van de gebruikte aannames om het opwaarts prijsrisico te berekenen en kan vrijwel identiek zijn aan de SDE++ of verwaarloosbaar zijn. Wanneer de inschatting van het opwaarts prijsrisico substantieel is, zal de steunprijs veel lager worden dan het basisbedrag dat onder de SDE++ zou gelden. Aangezien projecten enkel subsidie krijgen als de marktprijs onder de steunprijs zakt, zal een steunprijs die ver onder het basisbedrag ligt tot veel minder subsidie-inkomsten leiden. Uiteindelijk kan dit ertoe leiden dat de steunprijs onder de basisenergieprijs komt te liggen en projecten effectief geen subsidie meer zullen krijgen. Een aantal voorbeeldberekeningen van de correctie voor opwaarts prijsrisico toont aan dat deze afhankelijk van de aannames significant kan zijn, maar ook in veel gevallen nul is waardoor de overgangsregeling dezelfde ondersteuning biedt als de SDE++.

De impact van de mogelijke overgangsregeling op de projectontwikkelingsinspanningen is vooralsnog beperkt, maar kan significant worden. Marktpartijen hebben op dit moment nog voldoende vertrouwen in de markt voor zon en wind om door te gaan met het initiëren van nieuwe projecten. Daardoor heeft de onzekerheid in het toekomstige steunkader (SDE++, overgangsregeling of geen steun) vooralsnog een beperkte impact op de projectontwikkelingsinspanningen. Dit wil niet zeggen dat deze projecten ook allemaal doorgang zullen vinden als de steun te drastisch versoberd wordt. De daadwerkelijke steun, kosten en marktcondities op het moment dat de finale investeringsbeslissing genomen wordt, zijn uiteindelijk doorslaggevend. Als blijkt dat het steunkader op termijn ontoereikend is, zal dit op dat moment ook leiden tot significant minder ontwikkeling van nieuwe projecten.

De impact van de overgangsregeling op de subsidiekosten en budgetclaim is ook sterk afhankelijk van de gebruikte aannames om het opwaarts prijsrisico te berekenen. Volgens vergelijkbare logica als voor de impact op subsidie-inkomsten, zal de impact op kosten en budgetclaim ook sterk afhangen van de gebruikte aannames en methode om het opwaarts prijsrisico te berekenen. Hierbij moet opgemerkt worden dat een relatief beperkte verlaging van de steunprijs tot een grotere verlaging van de budgetclaim en verwachte kasuitgaven leidt (procentueel gezien).

Criteria voor inschatten noodzaak verdere stimulering hernieuwbare elektriciteit op land

Wij adviseren om de noodzaak voor verdere stimulering van hernieuwbare elektriciteitsproductie te beoordelen op basis van een vergelijking tussen de benodigde groei om de energie- en klimaatdoelen te halen en de verwachte groei indien er geen verdere ondersteuning zou zijn. Indien de verwachte groei zonder steun substantieel achterblijft bij de benodigde groei is er een noodzaak voor verdere stimulering. Het invoeren van de overgangsregeling (of andere instrumenten) kan in die gevallen overwogen worden.

We hebben binnen deze studie een methode ontwikkeld om de verwachte groei zonder steun in te schatten. De voorgestelde methode gebruikt de indieningsvolumes en -bedragen uit de meest recente SDE-rondes als startpunt en corrigeert de indieningsbedragen voor de hogere financieringskosten die van toepassing zouden zijn als geen verdere steun beschikbaar zou zijn. De volumes met indieningsbedragen onder (of in de buurt van) de verwachte langetermijnprijzen zijn mogelijk rendabel zonder steun en geven een indicatie van de groei die verwacht mag worden zonder steun. Vervolgens zal beoordeeld moeten worden of deze volumes voldoende zijn om de energie- en klimaatdoelen te halen. Die stap hebben wij niet binnen deze studie uitgevoerd, maar we merken wel op dat verdere opschaling van hernieuwbare energieproductie nodig zal zijn om deze doelen te halen.

Op basis van de voorgestelde methode verwachten we dat de groei zonder steun in de komende jaren zeer beperkt zal zijn. We hebben de verwachte groei ingeschat voor scenario's met hoge en gemiddelde elektriciteitsprijzen en met dalende, gelijkblijvende en stijgende investeringskosten. Voor wind op land en zon op veld wordt er zonder subsidie geen enkele groei verwacht onder alle scenario's. Voor zon op dak wordt er onder twee van de vijf scenario's (hoge elektriciteitsprijzen en gelijkblijvende of dalende investeringskosten) nog wel een groei verwacht die 20 tot 60% van de huidige groei betreft, dankzij relatief hoge zelfconsumptie en de daaruit volgende vermeden kosten voor belastingen en nettarieven. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat we geen correctie in de indieningsbedragen hebben doorgevoerd voor mogelijke overwinsten die in afgelopen projecten gemaakt zijn, wat met name voor wind op land een mogelijke onderschatting van het potentieel zonder steun geeft.

De voorgestelde methode om de noodzaak voor verdere ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie in te schatten is praktisch uitvoerbaar met een relatief beperkte inspanning, maar door onzekerheid over de gebruikte aannames blijft er altijd een risico op marktstagnering bij het afbouwen van de steun. Gezien de beperkte inspanning zou de inschatting van het potentieel zonder subsidie dan ook relatief ad hoc geactualiseerd kunnen worden op beslismomenten over continuering van de steun voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. De resultaten zijn wel gevoelig voor aannames wat betreft verwachte elektriciteitsprijzen en technologiekosten waardoor er altijd een

onzekerheid blijft in de inschatting van het potentieel. Een aanvullende analyse van de groei in landen waar de steun al (deels) afgebouwd of versoberd is zou een robuuster beeld kunnen geven.

Relevantie voor wind op zee

De overgangsregeling lijkt minder relevant voor de stimulering van wind op zee. Voor wind op zee is de transitie naar subsidievrije tenders immers al succesvol gemaakt. Wanneer subsidievrije tenders onverhoopt tijdelijk niet haalbaar blijken, kan nog wel besloten worden een tender met subsidie uit te schrijven. In dat geval lijkt het wel raadzaam om bij het vaststellen van de maximale indieningsbedragen een correctie voor opwaarts prijsrisico toe te passen, net als bij de overgangsregeling.

Conclusies en aanbevelingen

Het huidige ontwerp van de overgangsregeling heeft een aantal nadelen die haar doeltreffendheid en doelmatigheid negatief beïnvloeden. Het eerste nadeel is dat de correctie voor opwaarts prijsrisico sterk afhankelijk is van onzekere aannames en daarmee onvoorspelbaar en enigszins arbitrair is. Hierdoor is de regeling minder effectief in het borgen van investeringszekerheid. Hiernaast is de correctie voor opwaarts prijsrisico weinig nauwkeurig in het tegengaan van overwinsten omdat de correctie vooraf gemaakt moet worden en er grote kans is dat deze te laag of te hoog is en daarmee of overwinsten mogelijk maakt, of een onbedoeld groot aantal projecten onrendabel maakt. Verder zorgt het optionele karakter van de overgangsregeling ervoor dat de bijdrage aan het op peil houden van de investeringszekerheid minder groot is dan mogelijk. Met name het politieke besluitvormingsproces over de invoer leidt tot onzekerheid, wat mogelijk gemitigeerd kan worden door in een eerder stadium al te besluiten over de invoer en enkel de daadwerkelijke maximale steunbedragen (steunprijzen) en budgetten periodiek bij te werken. Tot slot zorgt het toevoegen van een extra regeling voor extra complexiteit in het instrumentarium om de energietransitie te ondersteunen.

Er lijkt geen duidelijke toegevoegde waarde om de overgangsregeling als apart instrument in te voeren. De verschillende elementen die de overgangsregeling onderscheiden van de SDE++ kunnen namelijk allen ook binnen de SDE++ ingevoerd worden. Zo kunnen basisbedragen ook gecorrigeerd worden voor opwaarts prijsrisico, kan er ook binnen de SDE++ een maximaal budget voor zon en wind gesteld worden en kan er binnen de SDE++ ook besloten worden om bepaalde categorieën niet open te stellen. Daarom adviseren wij om de overgangsregeling niet als apart instrument in te voeren.¹

Een aantal elementen dat binnen de ontwikkeling van de overgangsregeling onderzocht is, heeft wel relevantie voor de ontwikkeling van het toekomstig steunkader. Zo zijn overwinsten als gevolg van opwaarts prijsrisico wel degelijk een reëel risico binnen de SDE++. Dit risico wordt bovendien groter naarmate de basisbedragen lager worden, zoals bij wind op land en zon-PV, en als elektriciteitsprijzen stijgen en/of volatieler worden. Er is dan immers een grotere kans dat de gemiddelde elektriciteitsprijzen op jaarbasis boven dit niveau uitkomen. Verder is de ontwikkeling van een methode om de verwachte groei zonder steun in te schatten relevant voor toekomstige beslismomenten rondom de continuering van steun.

¹ Hiermee vervalt ook de noodzaak om een apart budget voor zon-PV en wind op land in te voeren, maar kan er nog wel voor gekozen worden om een plafond te hanteren.

In dit onderzoek zijn drie basisopties onderscheiden voor steun aan hernieuwbare elektriciteitsproductie: geen steun, voortzetting van de SDE++, of een *two-sided contract for difference*. In de gesprekken met marktpartijen kwam de *two-sided contract for difference* (CfD) vaak naar voren als alternatief instrument met een aantal voordelen ten opzichte van de SDE++, waar in een aantal Europese landen al ervaring mee is. Een CfD zal namelijk effectiever zijn in het voorkomen van overwinsten doordat partijen in jaren met hoge marktprijzen geld moeten betalen aan de overheid op basis van het daadwerkelijke verschil tussen marktprijs en indieningsbedrag. Hiernaast voorkomt een CfD het risico op marktstagnatie bij een te hoge inschatting van het opwaarts prijsrisico (er hoeft immers geen correctie vooraf bepaald te worden). Verder kan een CfD de subsidiekosten verlagen, mogelijk netto-inkomsten voor de overheid genereren en kan het een geleidelijke overgang naar een situatie zonder steun faciliteren aangezien de betere projecten er op termijn voor kunnen kiezen om geen gebruik te maken van de CfD om zo de mogelijke extra inkomsten uit het opwaarts prijsrisico niet af te hoeven dragen. Een CfD leidt echter wel tot meer marktverstoring omdat er meer prijsrisico's naar de overheid worden verschoven dan binnen de SDE++ en de overgangsregeling. Dit past minder goed bij de ambitie om de markt haar eigen risico's te laten dragen. Hiernaast is de uitvoering van een CfD complexer omdat kastromen in twee richtingen moeten kunnen stromen, zowel van als naar de exploitant van het project.

1 Inleiding

De directe aanleiding van deze studie is dat de overeengekomen steun voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op land op korte termijn afloopt. In het Klimaatakkoord is de steun voor 35 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie tot en met 2025 vastgelegd. Aangezien zowel het jaar 2025 als de productie van 35 TWh spoedig bereikt zal worden, moet er besloten worden of en op welke manier hernieuwbare elektriciteitsproductie op land verder ondersteund zal worden.

Het is onduidelijk of er zonder steun voldoende groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie zal zijn om de energie- en klimaatdoelstellingen te halen. Een van de redenen hiervoor is dat het onzeker is hoe de kosten van hernieuwbare elektriciteitsproductie zich zullen ontwikkelen. Waar er geruime tijd een duidelijke neerwaartse trend was voor zon-PV en windenergie, zijn de afgelopen jaren de kosten voor bepaalde grondstoffen en voor transport sterk gestegen en is het niet meer vanzelfsprekend dat de kosten zullen dalen. Hiernaast bestaat er ook grote onzekerheid over de toekomstige elektriciteitsprijzen en hoe de combinatie van vraagstimulering (o.a. elektrificatie), flexibilisering en prijserosie voor variabele elektriciteitsproductie de inkomsten voor hernieuwbare elektriciteitsproductie zullen beïnvloeden. Tot slot zal het risicoprofiel van zon- en windprojecten toenemen indien het prijsrisico niet meer door de SDE++ afgedekt wordt. Dit alles tezamen leidt ertoe dat het moeilijk te voorspellen is of zon-PV- en windprojecten in de komende jaren nog een onrendabele top hebben en of er voldoende groei verwacht mag worden zonder steun om de energie- en klimaatdoelstellingen te behalen.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft als doel om op termijn de energiemarkt zoveel mogelijk zonder steun te laten functioneren en haar eigen risico's te laten dragen. Binnen deze ambitie wordt ernaar gestreefd om volwassen technieken niet langer via de SDE++ te stimuleren en daarmee minder marktverstoring te laten ontstaan. De SDE++ mitigeert immers (deels²) het risico op lage prijzen waardoor projectontwikkelaars in mindere mate blootgesteld worden aan prijsvolatiliteit en de toegevoegde waarde van de geproduceerde elektriciteit voor het volledige energiesysteem minder belangrijk is voor de winstgevendheid van het project. Dit kan tot suboptimale investeringsbeslissingen leiden op systeemniveau.

Om de overgang van stimulering middels de SDE++ naar een volledig subsidievrije geleidelijk te laten verlopen, is EZK gestart met ontwikkeling van een overgangsregeling. Deze overgangsregeling is een optionele regeling die ingezet kan worden als het risico op stagnatie van de groei in hernieuwbare elektriciteitsproductie op land te groot wordt geacht. Door deze regeling al uit te werken wordt een signaal aan de markt gegeven dat er, indien nodig, een regeling geïmplementeerd kan worden. Hiermee beoogt EZK de investeringszekerheid op peil te houden en te voorkomen dat de hernieuwbare elektriciteitsontwikkeling stilvalt.

Door middel van dit onderzoek wordt de regeling verder uitgewerkt en wordt de verwachte effectiviteit in het borgen van investeringszekerheid getoetst. Hiernaast zal ook een eerste voorstel uitgewerkt worden van de randvoorwaarden of criteria waaraan voldaan moet worden om de overgangsregeling zinvol te laten zijn en zal een inschatting van de kosten en het budgettaire beslag van

² 'Deels' omdat prijsdalingen onder de basisenergieprijs niet vergoed worden en er geen subsidie wordt uitgekeerd bij lange aaneengesloten periodes van negatieve prijzen.

de regeling gemaakt worden. Dit onderzoek is gebaseerd op een serie interviews met marktpartijen³ en een aantal data-analyses. De specifieke doelen zijn:

1. Nadere uitwerking van de overgangsregeling;
2. Beoordelen in hoeverre de overgangsregeling doeltreffend en doelmatig is voor het verbeteren van de investeringszekerheid; en
3. Criteria formuleren om te bepalen wanneer een overgangsregeling wenselijk is.

³ Zie annex voor een overzicht van de partijen waarmee we gesproken hebben.

2 Nadere uitwerking conceptovergangsregeling

2.1 Inleiding

Het Ministerie van EZK heeft een conceptovergangsregeling als startpunt voor dit onderzoek gedeeld. Dit concept is gebaseerd op eerdere initiatieven vanuit EZK om tot een regeling te komen, waarbij ook marktpartijen zijn geconsulteerd. Hierbij zijn ook verschillende alternatieve instrumenten verkend zoals een *two-sided contract for difference*. De afweging tussen de verschillende instrumenten is geen onderdeel van dit onderzoek.

Trinomics heeft deze regeling op een aantal punten verder uitgewerkt. Deze uitwerking had enerzijds als doel om EZK te ondersteunen bij de verdere uitwerking van de regeling. Anderzijds was verdere uitwerking op een aantal punten ook noodzakelijk om de verwachte impact op investeringszekerheid goed te kunnen beoordelen. Hoe verder de regeling was uitgewerkt, des te beter konden marktpartijen aangeven of de regeling de investeringszekerheid op peil zal houden.

Het doel van de overgangsregeling is om de investeringszekerheid voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op peil te houden en te voorkomen dat de markt stagneert wanneer de SDE++-steun stopt. De specifieke bijdrage die de regeling levert om dit doel te bereiken is een garantie op een minimale elektriciteitsprijs volgens een met de SDE++ vergelijkbaar model.

In dit hoofdstuk presenteren we de conceptovergangsregeling die we gebruikt hebben om de impact te beoordelen. Hierbij wordt benadrukt dat een aantal ontwerpkeuzes enkel onze aanbevelingen vertegenwoordigen en nog door EZK beoordeeld moeten worden. De hieronder beschreven regeling vertegenwoordigt dus niet noodzakelijkerwijs de visie van EZK.

2.2 Optionele regeling

Een belangrijke eigenschap van de overgangsregeling is dat deze enkel ingevoerd zal worden als blijkt dat de investeringscondities niet voldoende gunstig zijn om de benodigde groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie te bewerkstelligen. Hoewel de regeling alvast uitgewerkt wordt, zal alleen onder bepaalde condities worden overwogen deze in te voeren. De regeling biedt hiermee meer investeringszekerheid dan een situatie waarin vaststaat dat er geen verdere steun zal komen, of waarin nog geen instrument gebruiksklaar is om op de korte termijn ingevoerd te worden. Het is ook duidelijk dat de regeling minder zekerheid biedt dan de situatie tot voor kort, waarin hernieuwbare elektriciteit nog onder de SDE++ valt en bovendien vaak voor subsidie in aanmerking komt vanwege de relatief lage kosten.

Het uitgangspunt is dat de combinatie van kostendalingen en beleid rondom vraagstimulering (elektrificatie) voldoende zal zijn om de overgangsregeling overbodig te maken. Zo lang deze ontwikkelingen ervoor zorgen dat de doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit op land ook zonder subsidie gehaald worden, is er immers geen noodzaak om verdere groei te stimuleren. Daarnaast kan ook de beschikbaarheid op het elektriciteitsnet ervoor zorgen dat verdere stimulering van variabele elektriciteitsbronnen zoals zon-PV en wind niet voor de hand ligt wanneer de SDE++-steun stopt.

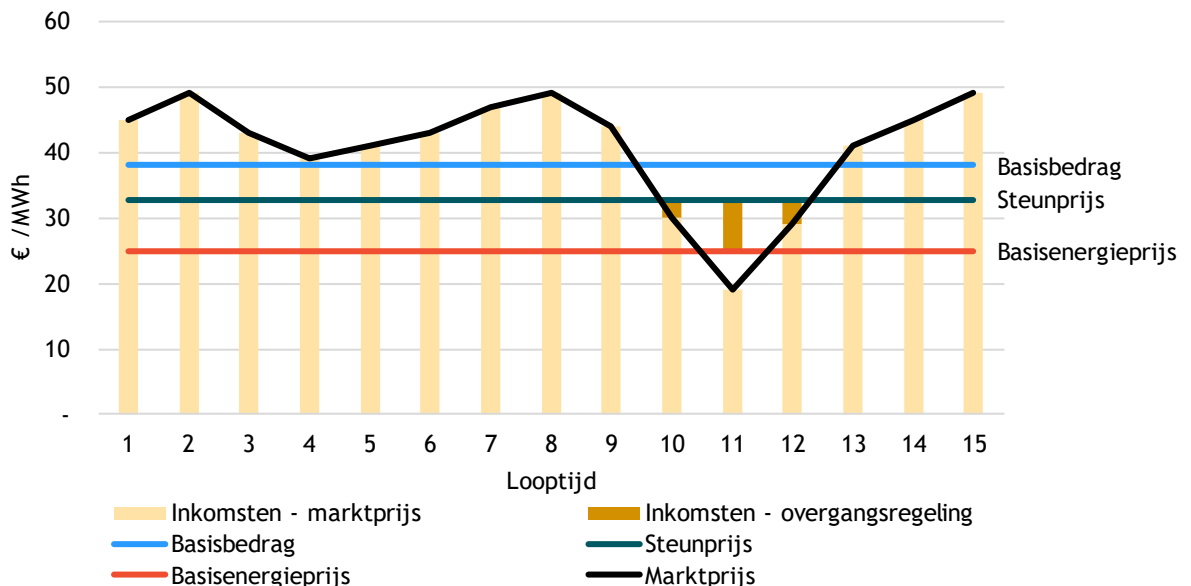
Een afwegingskader om in te schatten of de groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie die zonder steun verwacht mag worden voldoende is, is in dit onderzoek opgenomen. In hoofdstuk 5 introduceren we ons voorstel over hoe de verwachte groei zonder subsidie ingeschat kan worden en hoe mede op basis hiervan geconcludeerd kan worden of de invoer van de overgangsregeling wenselijk zou zijn.

2.3 Onrendabele-topvergoeding met correctie voor opwaarts prijsrisico

De conceptovergangsregeling keert een onrendabele-topvergoeding uit volgens een vergelijkbare methode als de SDE++. De concepten basisbedrag, correctiebedrag en basisenergieprijs worden op dezelfde manier toegepast. Verder stellen we voor om binnen de overgangsregeling dezelfde differentiatie van maximale steunbedragen per categorie toe te passen als in de SDE++ omdat dit effectief is in het tegengaan van overwinsten op locaties met relatief gunstige condities.⁴ Verder blijft de mogelijkheid bestaan om voor een lager steunbedrag (in de vrije categorie) in te dienen.

Het belangrijkste verschil met de SDE++-methodiek is dat het basisbedrag verlaagd wordt met een correctie voor het opwaartse prijsrisico. Het hieruit volgende, gecorrigeerde basisbedrag wordt de 'steunprijs' genoemd. Enkel wanneer de elektriciteitsprijs onder het niveau van de steunprijs zakt wordt er subsidie uitgekeerd, maximaal tot het niveau van de basisenergieprijs. Het opwaarts prijsrisico verwijst naar de extra inkomsten die projecten genereren in jaren waarin de elektriciteitsprijzen hoger liggen dan het basisbedrag. De werking van de overgangsregeling is schematisch weergegeven in onderstaande figuur. Zoals de figuur laat zien keert de overgangsregeling enkel subsidie uit als de marktprijs van elektriciteit lager is dan de *steunprijs*. Dit in tegenstelling tot de SDE++, die subsidie uitkeert als de marktprijs lager is dan het *basisbedrag*.

Figuur 2-1 Werking van conceptovergangsregeling



⁴ Trinomics (2020). Evaluatie van de SDE+.

De correctie voor het opwaarts prijsrisico wordt uitgevoerd volgens een methode die vergelijkbaar is met de methode waarmee de basisprijspremie⁵ in de huidige SDE++ wordt berekend. Hierbij worden de volgende stappen uitgevoerd:

1. De toekomstige gemiddelde jaarprijzen worden 5.000 keer gesimuleerd op basis van:
 - a. De middenwaarde van de verwachte jaarprijs uit de Klimaat- en Energieverkenning (KEV);
 - b. Een correctie voor profiel- en onbalanskosten met behulp van de langetermijnprofiel- en onbalansfactor die al voor de SDE++-regeling ingeschat wordt;
 - c. De historische prijsvolatiliteit, berekend op basis van de volatiliteit in de uurprijzen van 2008 tot en met het meest recente jaar waarvoor data beschikbaar is.⁶
2. In alle jaren waarin de gesimuleerde marktprijs hoger is dan het basisbedrag wordt het verschil als opwaarts prijsrisico geteld. Als de marktprijs lager is dan het basisbedrag is de waarde nul;
3. Het gemiddelde uit al deze waardes (5.000 simulaties x 15 jaar = 75.000 waardes) zijn de gemiddelde extra inkomsten per jaar (het opwaarts prijsrisico);
4. Dit bedrag wordt van het basisbedrag afgetrokken om de steunprijs te berekenen.

De impact van de correctie voor opwaarts prijsrisico kan zowel zeer groot als verwaarloosbaar zijn.

De omvang van het opwaarts prijsrisico hangt af van het basisbedrag van de techniek, de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs, de volatiliteit in de elektriciteitsprijs en de profiel- en onbalansfactor. In Tabel 2-1 hebben we voor een aantal wind op land- en zon-PV-technieken (met verschillende basisbedragen) en een aantal inschattingen van marktomstandigheden de omvang van een eventuele correctie op het basisbedrag doorgerekend. Het basisscenario sluit aan bij de aannames die PBL toepast voor de inschatting van de basisprijspremie in de SDE++. Hierbij wordt de middenwaarde van de prijsverwachting uit de KEV gebruikt om de gemiddelde prijzen voor de komende 15 jaar in te schatten en wordt de prijsvolatiliteit berekend over het tijdvak 2008-2020. Hierbij moet opgemerkt worden dat de prijsvolatiliteit in het gebruikte tijdvak (2008-2020) bijzonder laag was, waardoor het opwaarts prijsrisico beperkt was. Daarom hebben we een tweede scenario doorgerekend waarbij de volatiliteit over een tijdvak wordt doorgerekend waarin deze substantieel hoger was (2000-2007). In deze periode was de volatiliteit ongeveer twee keer zo hoog als in de periode daarna. Tot slot hebben we een scenario doorgerekend waarin er zowel hoge volatiliteit is als hogere gemiddelde jaarprijzen. Hierbij hebben we het scenario ‘hoog’ uit de KEV toegepast, wat gemiddelde jaarprijzen veronderstelt die oplopen naar 70 €/MWh, wat in de huidige marktomstandigheden nog als een conservatieve inschatting gezien kan worden. In alle gevallen is de langetermijnprofiel- en onbalansfactor uit het eindadvies van de basisbedragen gebruikt, welke verschillend is voor zon-PV en wind op land.

De resultaten laten zien dat het opwaarts prijsrisico onder de basisaannames voor alle categorieën beperkt tot verwaarloosbaar is. Enkel voor de goedkoopste wind op land-categorie zou het basisbedrag met 1,2 €/MWh verlaagd worden wat ongeveer 3% lager zou zijn. Voor scenario's met hogere elektriciteitsprijzen en volatiliteit kan de impact signifikanter worden, tot wel 11 €/MWh, wat overeenkomt met een verlaging van het basisbedrag met bijna 30%. Verder valt op dat de impact voor de relatief dure zon-PV-categorie in alle scenario's beperkt is.

⁵ De basisprijspremie is een opslag op de projectkosten om het risico af te dekken dat de marktprijs onder de basisenergieprijs zakt.

⁶ Hierbij wordt een statistische bewerking uitgevoerd om de standaarddeviatie van de uurprijzen om te rekenen naar een standaarddeviatie van de gemiddelde jaarprijzen.

Tabel 2-1 Inschatting opwaarts prijsrisico onder verschillende aannames voor prijs en prijsvolatiliteit

| Techniek | Basisbedrag (€/MWh) | Opwaarts prijsrisico (€/MWh) | | |
|---|------------------------|------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| | | 1. Basis | 2. Hoge volatiliteit | 3. Hoge volatiliteit en prijs |
| Wind op land, ≥ 8,5 m/s | 39,3 | 1,2 | 4,1 | 11,0 |
| Wind op land, < 6,75 m/s | 55,4 | 0,0 | 0,8 | 3,4 |
| Zon-PV, ≥ 1 MWp en <15 MWp, grondgebonden | 55,1 | 0,1 | 1,4 | 6,0 |
| Zon-PV, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden | 70,5 | 0,0 | 0,2 | 1,5 |

Bronnen: basisbedragen o.b.v. PBL (2022) - Eindadvies SDE++ 2022, inschatting opwaarts prijsrisico op basis van door PBL beschikbaar gesteld rekenmodel wat door ons aangepast is voor deze analyse. Gemiddelde prijsverwachtingen o.b.v. Klimaat- en Energieverkenning. Prijsvolatiliteit ingeschat op basis van EPEX-DAM prijzen.

De correctie voor het opwaarts prijsrisico kan ook binnen de huidige SDE++-systematiek doorgevoerd worden. Dit is in het verleden ook wel eens overwogen, maar de impact van de correctie op basis van bovengenoemde methode bleek toen verwaarloosbaar waardoor besloten is om de regeling niet onnodig complexer te maken. Dus hoewel de correctie voor deze inkomsten nu als nieuw aspect van de overgangsregeling besproken wordt, is het niet noodzakelijk om een nieuwe regeling te ontwikkelen om voor deze inkomsten te kunnen corrigeren. Dat er een correctie op het basisbedrag wordt doorgevoerd, wil overigens niet zeggen dat SDE++-projecten geen overwinsten kunnen maken door opwaartse prijsrisico's. Elektriciteitsprijzen kunnen in de praktijk immers nog steeds hoger uitvallen dan geraamde elektriciteitsprijzen en als dit in de praktijk vaker voorkomt dan verwacht, zal de winstgevendheid in veel gevallen ook hoger zijn dan benodigd.

2.4 Steunperiode

Bij de conceptovergangsregeling die we getoetst hebben met marktpartijen hebben we ervoor gekozen om de steunperiode gelijk te houden aan die van de huidige SDE++. De concept-overgangsregeling biedt dus een onrendabele-topvergoeding voor 15 jaar bij zon-PV en wind op land.

Een verkorting van de steunperiode zou passen binnen de ambitie om naar een energiemarkt te werken met zo min mogelijk marktverstoring, maar heeft waarschijnlijk weinig daadwerkelijke impact op de ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt. Vanuit het perspectief van het toewerken naar een energiemarkt met zo min mogelijk marktverstoring kan bijvoorbeeld overwogen worden om de steunperiode naar 10 jaar te verkorten. Hierbij zou dan de onrendabele top in 10 jaar vergoed kunnen worden om zo effectief dezelfde steun te verlenen, maar wel eerder naar een subsidievrije markt te bewegen. Het is echter de vraag of dit tot een substantieel andere marktsituatie zal leiden na afloop van de (verkorte) steunperiode. Er zullen immers grotendeels dezelfde investeringsbeslissingen gemaakt zijn (want zelfde steunniveau). Daarnaast zal de gerealiseerde capaciteit in principe altijd produceren, aangezien er vrijwel geen marginale kosten zijn bij zon-PV en wind.

Er kleven echter wel risico's aan een verkorting van de steunperiode. Zo bestaat er een risico dat de installatie na afloop van de steunperiode afgebroken wordt als er een lucratievere bestemming bestaat, waardoor de subsidie tot minder hernieuwbare energieproductie leidt. Dit hoeft overigens niet in alle gevallen suboptimaal te zijn voor de energietransitie, want technologische ontwikkeling kan ervoor zorgen dat nieuwe zonnepanelen en windturbines dusdanig veel efficiënter zijn dat de netto impact

positief is wanneer er een nieuw park voor in de plaats komt. Maar het kan ook tot ongewenste situaties leiden waarbij relatief goede technologie vroegtijdig vervangen wordt.

2.5 Specifiek budget

Wij stellen voor om met een maximaal budget of productieplafond voor de overgangsregeling te werken dat in lijn is met de gewenste opschaling van hernieuwbare elektriciteit op land. Op deze manier kunnen de middelen goed afgestemd worden op de benodigde groei. Een bijkomend voordeel is dat projectontwikkelaars die actief zijn in de technieken binnen de overgangsregeling mogelijk een sterkere prikkel ervaren om met korting (in de vrije categorie) in te dienen, aangezien er naar verwachting enkel relatief volwassen en kostenefficiënte technologieën onder de regeling komen te vallen (zon-PV en wind op land).

Er kan overwogen worden om de regeling zo in te richten dat ongebruikt budget doorvloeit naar technieken in de SDE++. Op die manier kunnen ongebruikte middelen zonder vertraging aangewend worden voor andere delen van de energietransitie. Met name wanneer de steunbedragen binnen de overgangsregeling erg laag worden kan het voorkomen dat marktpartijen ervoor kiezen om de regeling niet langer te gebruiken omdat de voordelen niet opwegen tegen de administratieve lasten. Ook kan het voorkomen dat het budget van de overgangsregeling door netcongestie niet volledig benut wordt.

Indien besloten wordt om elementen van de overgangsregeling door te voeren binnen de SDE++ vervalt de noodzaak om een specifiek budget voor hernieuwbare elektriciteit op land te reserveren. Zon-PV en wind op land zijn immers concurrerend genoeg om binnen de SDE++ aan bod te komen. Het hierboven genoemde voorstel om een specifiek budget in te voeren is enkel een gevolg van het door ons beoordeelde concept waarin de overgangsregeling een apart instrument is.

3 Impact op investeringszekerheid

3.1 Inleiding

De overgangsregeling kan bijdragen aan de investeringszekerheid door (1) de onrendabele top af te dekken (2) de financieringskosten te verlagen en (3) zekerheid te bieden over het beschikbare steunkader. De SDE++ draagt op dit moment via dezelfde mechanismes bij aan de investeringszekerheid. De SDE++ dekt de onrendabele top af door subsidie uit te keren in jaren dat het correctiebedrag tussen het basisbedrag en de basisenergieprijs ligt. De financieringskosten worden verlaagd doordat de SDE++ de blootstelling aan marktrisico's vermindert en de onrendabele top afdekt, waardoor financiers minder risico lopen. De beschikbaarheid en voorspelbaarheid van de SDE++ draagt bij aan het vertrouwen van marktpartijen om kansen te verkennen voor toekomstige projecten en daarmee dat projectontwikkeling op een hoog niveau blijft.

In dit hoofdstuk verkennen we de impact van de overgangsregeling op deze drie componenten en vergelijken we dit met de investeringszekerheid in situaties met de SDE++ en zonder SDE++. De mate waarin de overgangsregeling bijdraagt aan de investeringszekerheid hangt af van de hoogte van de steunprijs. De hoogte van de steunprijs van de overgangsregeling is onbekend, waardoor het ook onbekend is in welke mate de overgangsregeling bijdraagt aan de investeringszekerheid. Om de bandbreedte van de impact van de overgangsregeling in te kunnen schatten verkennen we situaties aan de uiterste zijden van deze bandbreedte: (1) de situatie waarin de SDE++ doorloopt en (2) de situatie zonder subsidie voor elektriciteitsproductie op land.

3.2 Bandbreedte van de impact van de overgangsregeling

De exacte mate waarin de overgangsregeling bijdraagt aan de investeringszekerheid is niet van tevoren vast te stellen. Of (en de mate waarin) de overgangsregeling uiteindelijk leidt tot hogere projectinkomsten door afdekking van de onrendabele top en lagere financieringskosten hangt af van de hoogte van de steunprijs. De hoogte van de steunprijs wordt iedere ronde opnieuw bepaald op basis van het basisbedrag, gecorrigeerd voor het opwaarts prijsrisico. De inschatting van het opwaarts prijsrisico wordt bepaald op basis van de verwachtingen over de hoogte en volatiliteit van de elektriciteitsprijs voor 15 jaar op het moment dat de steunprijs wordt vastgelegd en is afhankelijk van een aantal aannames waarvoor nog keuzes gemaakt moeten worden. Hierdoor kan de steunprijs en daaruit volgende impact op de investeringszekerheid niet met zekerheid worden vastgesteld. In sectie 2.3 hebben we de mogelijke omvang van de correctie wel voor een aantal aannames doorgerekend om een indruk te geven van de ordegrootte.

We gebruiken twee situaties om de bandbreedte van de mogelijke impact van de overgangsregeling op de investeringszekerheid in te schatten. De maximale steun die projecten vanuit de overgangsregeling kunnen ontvangen is gelijk aan de steun van de SDE++. Dit is het geval als het opwaarts prijsrisico wordt ingeschat op nul. In het andere uiterste geval biedt de overgangsregeling geen steun doordat het opwaarts prijsrisico dermate hoog wordt ingeschat dat de steunprijs onder de basisenergieprijs zakt. In dit geval is er feitelijk geen verschil tussen de overgangsregeling en de situatie zonder SDE++. In dit hoofdstuk worden telkens beide situaties geschetst om inzicht te krijgen over de minimale en maximale impact van de overgangsregeling.

3.3 Impact overgangsregeling op onrendabele top

In een subsidievrije situatie zouden de inkomsten van hernieuwbare elektriciteitsprojecten volledig afhangen van de marktprijs en -afname. Als de opbrengsten uit de markt lager zijn dan de minimale opbrengsten om een project rendabel te maken is er sprake van een onrendabele top. Projecten met een onrendabele top kunnen niet onder reguliere marktcondities worden gerealiseerd.

De directe bijdrage van de SDE++ aan de investeringszekerheid is het bieden van inkomsten bovenop de marktinkomsten om de onrendabele top af te dekken. In de jaren van de SDE++ en haar voorgangers is de onrendabele top van windenergie en zon-PV sterk gedaald. Toch hebben (vrijwel) alle categorieën binnen deze technieken nog een onrendabele top. De directe bijdrage van de SDE++ aan de investeringszekerheid bij deze projecten is het bieden van inkomsten bovenop de marktinkomsten.

De bijdrage van de SDE++ aan de investeringszekerheid door het afdekken van de onrendabele top is groot; naar verwachting zal de SDE++ voor ongeveer een kwart van de totale projectinkomsten zorgen voor projecten die in 2022 beschikt worden. Op basis van het PBL-eindadvies SDE++ 2022 is de verwachte bijdrage van de SDE++ aan projecteninkomsten nog altijd aanzienlijk. Het aandeel van de verwachte SDE+++bijdrage⁷ in de verwachte projectinkomsten (het basisbedrag) varieert tussen 9% en 32% in categorieën voor zon-PV en tussen de 19% en 37% voor wind op land. De geschatte marktinkomsten zijn op basis van de geraamde langetermijnelektriciteitsprijs uit de KEV 2021 en dateren dus uit april 2021.

Het aandeel SDE+++inkomsten in de totale projecteninkomsten is een schatting en zal in de praktijk afwijken. De daadwerkelijke SDE+++-uitgaven worden bepaald op basis van het verschil tussen het basisbedrag en de daadwerkelijke marktprijzen (het correctiebedrag), dat zowel hoger als lager uit kan vallen. Daarnaast houdt deze schatting geen rekening met de vrije categorie. Met name veel zon-PV-projecten maken gebruik van de vrije categorie, waardoor ze een lager indieningsbedrag hebben en dus lagere SDE+++inkomsten. Tot slot hebben toekomstige ontwikkelingen invloed op het basisbedrag – zoals leereffecten enerzijds en stijgende grondstofprijzen anderzijds – en op de inschatting van de langetermijnprijs. De schatting dient daarom enkel ter illustratie van de mogelijke invloed van de SDE++ op projectinkomsten.

De inschatting van het opwaarts prijsrisico bepaalt of en hoeveel de overgangsregeling bijdraagt aan de investeringszekerheid door het afdekken van de onrendabele top. De overgangsregeling kan op dezelfde manier als de SDE++ tot aanvullende inkomsten leiden. De overgangsregeling vergoedt immers het verschil tussen de steunprijs en de marktprijs, als de marktprijs tussen de steunprijs en de basisenergieprijs ligt. Het verschil tussen het basisbedrag en de steunprijs wordt bepaald door de inschatting van het opwaarts prijsrisico. Als de inschatting hiervan nul is, leidt de overgangsregeling tot evenveel inkomsten als de SDE++. Daartegenover staat dat als de steunprijs onder de basisenergieprijs zakt, de overgangsregeling niet tot extra inkomsten leidt. Dit kan gebeuren als de inschatting van de langtermijnprijzen en het opwaarts prijsrisico erg hoog is en/of het basisbedrag erg laag is. In dit geval leidt de overgangsregeling effectief niet tot meer investeringszekerheid dan een situatie waarbij geen subsidie beschikbaar is.

⁷ Verwachte SDE+++bijdrage = basisbedrag – langetermijnprijs x profiel- en onbalansfactor. Voor zon-PV is correctie voor eigen gebruik toegepast.

3.4 Impact overgangsregeling op minimale rendementseisen

In een subsidievrije situatie zijn elektriciteitsproducenten volledig blootgesteld aan marktrisico's.

Als een zon-PV- of windproject zonder subsidie wordt gefinancierd is er veel onzekerheid over de rentabiliteit van het project omdat de inkomsten afhankelijk zijn van de prijs waarvoor de elektriciteit in de komende 20 jaar verkocht kan worden. Deze onzekerheid komt enerzijds door de reguliere onzekerheid over de groothandelsprijs van elektriciteit. Anderzijds speelt prijserosie een rol. Naarmate het geïnstalleerd vermogen van zon-PV en wind toeneemt, neemt de elektriciteitsprijs verder af op dagen met veel zon of wind (bij gelijkblijvende vraag). Door deze prijserosie is de prijs die elektriciteitsproducenten met zon-PV en wind ontvangen vaak lager dan de gemiddelde groothandelsprijs. Deze onzekerheid over de opbrengsten zorgt voor een hoger risicoprofiel wat tot hogere financieringskosten leidt.

Hogere projectrisico's leiden op verschillende manieren tot hogere rendementseisen en financieringskosten (WACC). Eén van de gevolgen van een hoger risicoprofiel is dat banken een kleiner deel van de investering willen financieren om de kans dat de lening niet terugbetaald wordt te verkleinen. Hierdoor zal een groter aandeel met eigen vermogen gefinancierd moeten worden, waar een hogere rendementseis voor geldt. Dit leidt tot hogere financieringskosten. Een tweede gevolg is dat banken doorgaans een hogere rente op de lening zullen verlangen als gevolg van het hogere risicoprofiel, wat de financieringskosten verder verhoogt. Verder kan mogelijk de minimale rendementseis op het eigen vermogen veranderen, maar dit effect is minder vanzelfsprekend en wordt bij de verdere beoordeling niet meegenomen.

De SDE++ draagt bij aan de investeringszekerheid door het prijsrisico gedeeltelijk af te dekken, waardoor de financieringskosten van projecten en de minimale rendementseisen van projectontwikkelaars dalen. Doordat SDE++-projecten inkomsten uit de SDE++ ontvangen als de marktprijs lager is dan het basisbedrag verschuift een groot deel van het prijsrisico van de projectontwikkelaar naar de overheid. Projectontwikkelaars worden alleen blootgesteld aan het risico dat de marktprijs onder de basisenergieprijs zakt. De SDE++ draagt dus niet alleen bij aan de investeringszekerheid doordat het inkomsten biedt bovenop de marktprijs, maar ook door het verlagen van het risicoprofiel, de minimale rendementseisen en daarmee de financieringskosten.

Het verschil in projectrisico's en in de minimale rendementseisen is groot tussen projecten die volledig zijn blootgesteld aan marktrisico's en projecten die worden gesteund door de SDE++. In de literatuur wordt aangenomen dat de financieringskosten (uitgedrukt als *weighted average cost of capital (WACC)*) 1-3 procentpunten lager zijn voor projecten met ondersteuning van instrumenten zoals de SDE++ ten opzichte van projecten die onder reguliere marktcondities worden gefinancierd (met volledige blootstelling aan prijsrisico's, zonder risicomitigatie).⁸ Op basis van interviews met marktpartijen verwachten we dat het verschil in het aandeel schuld bij SDE++-projecten en financiering onder reguliere marktcondities zo'n 35 procentpunt bedraagt en het verschil in rente op lening 0,75 procentpunt. Deze veranderingen in financiering leiden naar schatting tot een verhoging van de WACC met 2,9 procentpunt voor zon-PV en 3,2 procentpunt voor wind op land. De invloed van de voorspelbaarheid van inkomsten op de financieringskosten blijkt ook uit de kredietbeoordeling. Zo

⁸ Zie bijvoorbeeld Arup (2018). *Cost of Capital Benefits of Revenue Stabilisation via a Contract for Difference*, PWC (2020) *Financing offshore wind*.

weegt Moody's de factor voorspelbaarheid van inkomsten mee in de kredietbeoordeling met een weging van 20-25%.

Zonder de SDE++ zullen projectontwikkelaars creatieve oplossingen bedenken om de stijging in financieringskosten te beperken. De impact van de blootstelling aan prijsrisico op de financieringskosten is groot. Projectontwikkelaars hebben er dus belang bij alternatieve routes te verkennen om risico's te mitigeren als ze geen aanspraak maken op de SDE++. In interviews werd bevestigd dat het verschil in financieringskosten groot is tussen de huidige situatie met SDE++ en de situatie waarin projecten volledige zijn blootgesteld aan prijsrisico's (reguliere marktcondities). Partijen erkennen ook dat er creatieve manieren zijn om een dergelijke stijging in financieringskosten te voorkomen.

Een van de manieren om de blootstelling aan prijsrisico's te verkleinen is het afsluiten van zakelijke Power Purchase Agreements (PPA's). Deze worden zowel in de literatuur als in de interviews met marktpartijen als eerste alternatief genoemd. Een PPA is een contract tussen marktpartijen waarin de elektriciteitsprijs voor een bepaald volume over een bepaalde tijd vastgelegd wordt. Hoewel een PPA dus de blootstelling aan prijsrisico's verlaagt, heeft een PPA ook als consequentie dat de producent niet profiteert van het opwaarts prijsrisico. Marktpartijen zijn het erover eens dat een zakelijke PPA de meest gangbare oplossing zal worden. De financieringskosten op basis van deze situatie gebruiken we dan ook in hoofdstuk 5 als representatief voor het inschatten van het potentieel wat voldoende rendabel is om ontwikkeld te worden in een situatie zonder subsidie. Het is echter wel enigszins onzeker welk volume aan nieuwe projecten een PPA kan verkrijgen omdat hiervoor ook de vraag naar PPAs een rol speelt. Dit hebben we niet onderzocht in deze studie.

Een zakelijke PPA vermindert de blootstelling aan risico's, maar biedt niet dezelfde mate van risicomitigatie als de SDE++. Vanuit het perspectief van de afnemer zijn er twee redenen om een zakelijke PPA af te sluiten. Ten eerste is het een manier om aan te tonen dat een partij gelieerd is aan de productie van hernieuwbare elektriciteit (in het geval van PPA's voor zon-PV en wind). Ten tweede kan het vanuit bedrijfs perspectief interessant zijn om de prijs vast te leggen en zodoende prijsrisico's af te dekken. Dit betekent niet dat de PPA-prijs gelijk zal zijn aan de minimale vergoeding die vanuit de SDE++ verkregen kon worden. Los van de eerste (imago) reden, lijkt er geen fundamentele reden om aan te nemen dat de PPA-prijs hoger zou zijn dan de verwachte langetermijnprijs. Daarnaast geeft een PPA niet dezelfde mate van zekerheid als de SDE++. Zo is de gemiddelde looptijd van zakelijke PPA's korter dan de looptijd van de SDE++ en is er sprake van kredietrisico van de afnemer. Zodoende is onze inschatting van het verschil in het aandeel schuld bij SDE++-projecten en bij financiering met PPA's alsnog zo'n 20 procentpunt en het verschil in rente op lening 0,5 procentpunt. Dit correspondeert met een verschil in de WACC van 1,7 procentpunt voor zon-PV en 1,9 procentpunt voor wind op land.

De invloed van financieringskosten op de investeringszekerheid is groot. De invloed van de SDE++ op de investeringszekerheid via de financieringskosten springt mogelijk minder in het oog dan de invloed van het bieden van projectinkomsten bovenop de marktprijs. Toch is de impact niet te onderschatten. Bij financiering onder reguliere marktcondities zouden de basisbedragen 13 tot 23 procentpunten hoger zijn dan de basisbedragen in de SDE++. Tabel 3-1 geeft een overzicht van de impact van de SDE++ en situaties zonder SDE++ op de minimale rendementseisen en de impact hiervan op de basisbedragen.

Tabel 3-1 Impact van financieringsvoorwaarden op de WACC en het basisbedrag in situaties met/zonder SDE++

| | Situatie 1: SDE++ | | Situatie 2: PPA | | Situatie 3: Marktrisico | |
|--|-------------------|---------|-----------------|---------|-------------------------|---------|
| | Zon-PV | Wind | Zon-PV | Wind | Zon-PV | Wind |
| Rente lening | 1,5% | 1,5% | 2% | 2% | 2,25% | 2,25% |
| Verhouding schuld / eigen vermogen | 90 / 10 | 85 / 15 | 70 / 30 | 65 / 35 | 55 / 45 | 50 / 50 |
| WACC | 1,9% | 2,4% | 3,6% | 4,3% | 4,8% | 5,6% |
| Verschil in WACC (t.o.v. SDE++) | N.v.t. | | +1,7% | +1,9% | +2,9% | +3,2% |
| Toename van basisbedrag (t.o.v. SDE++) | N.v.t. | | +14% | +13% | +23% | +22% |

De WACC-componenten voor situatie 1 (SDE++) zijn in lijn met de aannames van PBL in de eindadviezen SDE++ 2022. In situaties 2 en 3 zijn de rente lening en de verhouding schuld/eigen vermogen aangepast, op basis van inzichten uit de literatuur en interviews voor dit onderzoek. Overige WACC-componenten wijken niet af van het PBL-advies: vereiste rendement op eigen vermogen: 8,5% voor zon-PV en 9,5% voor wind. Vennootschapsbelasting: 25%.

Er zijn zorgen in de markt dat de investeringszekerheid bij projectfinanciering meer afhankelijk is van de risico's en financieringskosten dan de investeringszekerheid bij bedrijfsfinanciering. De financiering van hernieuwbare elektriciteitsprojecten bestaat op dit moment uit een mix van projectfinanciering en bedrijfsfinanciering. Kleinere projectontwikkelaars en energiecoöperaties kunnen enkel gebruik maken van projectfinanciering, terwijl geïntegreerde (energie)bedrijven ook financieren vanaf hun balans. Bij projectfinanciering worden de financieringscondities direct bepaald door het risicoprofiel van het project. Bij bedrijfsfinanciering is deze koppeling minder direct en kunnen strategische keuzes ertoe leiden dat projecten doorgang krijgen ondanks een onbalans in de verhouding risico/rendement. Op lange termijn zien wij echter geen fundamenteel verschil tussen de investeringszekerheid tussen project- en bedrijfsfinanciering. De condities voor het verkrijgen van schuld op bedrijfsniveau worden immers ook bepaald op basis van een risicoschatting. Een groot portfolio risicovolle projecten zal dus ook invloed hebben op de financieringskosten op bedrijfsniveau.

De impact van de overgangsregeling op de investeringszekerheid via de invloed op de financieringskosten kan groot zijn. Voor de impact van de overgangsregeling op de minimale rendementseisen geldt dezelfde logica als bij de impact op het genereren van additionele projectinkomsten. Als de inschatting van het opwaarts prijsrisico gelijk is aan nul, dan biedt de overgangsregeling dezelfde mate van risicoafdekking als de SDE++. Als de inschatting van het opwaarts prijsrisico dermate hoog is dat de steunprijs onder de basisenergieprijs uitkomt, dan vermindert de overgangsregeling de blootstelling aan prijsrisico's niet t.o.v. de situatie zonder subsidie.

De overgangsregeling kan—net als de SDE++—de ontwikkeling van de PPA-markt remmen. Zowel in interviews als in de literatuur⁹ wordt de ontwikkeling van de Nederlandse PPA-markt gekoppeld aan de aanwezigheid van de SDE++. Doordat de SDE++ de blootstelling aan prijsrisico's verlaagt, neemt de SDE++ de prikkel weg bij producenten om prijsrisico's af te dekken in de markt. Dit wordt als reden genoemd waardoor de Nederlandse zakelijke PPA-markt minder ver ontwikkeld is dan de PPA-markt in een aantal andere Europese landen (zoals in Scandinavië).

⁹ PWC (2020) *Financing offshore wind*.

3.5 Impact op projectontwikkelingsinspanningen

De mate waarin projectontwikkelaars kansen verkennen en investeringsbeslissingen nemen voor nieuwe projecten geven een indicatie van de investeringszekerheid. We onderscheiden:

- **1^e fase projectontwikkeling:** Deze fase omvat de gehele periode voorafgaand aan de investeringsbeslissing. In deze fase worden dus kansen voor nieuwe projectontwikkeling verkend, worden partners en financiers gezocht, worden vergunningen aangevraagd en worden allerlei andere voorbereidingen getroffen. Deze fase kan een aantal jaar duren.
- **2^e fase projectontwikkeling:** Deze fase rijkt van de definitieve investeringsbeslissing tot en met de afronding van de realisatie.

Ondanks de onzekerheid over de beschikbaarheid van subsidie, loopt projectontwikkeling in de 1^e fase voorsnog stevig door. De optelsom van marktontwikkelingen lijkt voorsnog geen reden te bieden voor een rem in projectontwikkelingsinspanningen in de 1^e fase. Hoewel er zorgen zijn over vergunningsverlening, het draagvlak voor de transitie en kostenstijgingen zijn de vooruitzichten nog voldoende aantrekkelijk om stevig door te gaan met projectontwikkeling. De onzekerheid over het beschikbare steunkader leidt dus nog niet tot een rem op de 1^e fase projectontwikkeling.

De beschikbaarheid van subsidie is daarentegen wel belangrijk voor de 2^e fase projectontwikkeling. De impact van de beschikbaarheid van subsidie op de 2^e fase projectontwikkeling zal pas merkbaar worden als het einde van de SDE++ in zicht is. De definitieve investeringsbeslissing wordt namelijk gemaakt op basis van de optelsom van de op dat moment geldende marktomstandigheden, de verwachte marktontwikkelingen en de beschikbare steun. Dus hoewel de 1^e fase projectontwikkeling nu nog stevig doorloopt, zou een versobering van de beschikbare steun toch tot een scherpe afname van het projectvolume *kunnen* leiden aangezien de investeringsbeslissingen nog niet genomen zijn. Voor projecten waar het definitieve investeringsbesluit op korte termijn moet worden genomen, speelt de onzekerheid over het steunkader nog geen rol. Deze projecten maken immers nog aanspraak op de SDE++.

De aantrekkelijkheid van en duidelijkheid over het steunkader leveren een positieve bijdrage aan de investeringszekerheid. Hoewel de impact van de onzekerheid over de beschikbaarheid en aantrekkelijkheid van het steunkader nog niet merkbaar is in de projectontwikkelingsinspanningen, kan dit wel bijdragen aan een positief beeld over marktontwikkelingen. Op deze manier kan zekerheid bijdragen aan 1^e fase projectontwikkeling. Voor de 2^e fase projectontwikkeling is het steunkader zonder twijfel een relevante factor.

3.6 Conclusies over investeringszekerheid

Op korte termijn is het verschil in rentabiliteit tussen situaties met en zonder SDE++ groot door het wegvallen van een mogelijk aanzienlijk deel van de projectinkomsten en een toename in financieringskosten. De SDE++ zorgt voor extra projectinkomsten door het afdekken van de onrendabele top en verlaagt de financieringskosten aanzienlijk. De impact van beide mechanismes op de investeringszekerheid lijkt groot. Voor projecten die in 2022 worden beschikt kan immers zo'n kwart van de projectinkomsten bestaan uit SDE++-inkomsten. Bovendien zal de WACC zelfs in de situatie waarbij zakelijke PPA's worden afgesloten naar schatting tussen de 1,7 procentpunt (zon-PV) en 1,9 procentpunt (wind op land) stijgen. De hogere WACC vertaalt zich in een toename van de projectkosten van 13% voor zon-PV en 14% voor wind.

Dit betekent niet dat er geen enkel hernieuwbaar elektriciteitsproject meer zou worden gerealiseerd in Nederland als er geen subsidie beschikbaar is. Als projectontwikkelaars verwachten dat ze voldoende inkomsten zullen ontvangen—bijvoorbeeld door hoge verwachtingen over de te ontvangen elektriciteitsprijs voor de komende 15 jaar—kunnen ontwikkelaars alsnog tot positieve investeringsbeslissingen overgaan. Daarnaast zijn er manieren om de blootstelling aan risico's te verkleinen en zodoende relatief lage financieringskosten te behouden. Verder is er ook substantiële heterogeniteit in kosten en inkomsten waardoor projecten op de meest gunstige locaties en met gunstige prijsafspraken toch voldoende rendabel kunnen zijn. Tot slot kunnen geïntegreerde bedrijven op kleine schaal projecten realiseren die niet direct voldoende rendabel zijn.

Toch zal de investeringszekerheid van hernieuwbare elektriciteitsprojecten significant dalen als projecten geen aanspraak kunnen maken op de SDE++. Er bestaat namelijk veel onzekerheid over de prijs die producenten van hernieuwbare elektriciteit in de toekomst zullen ontvangen. Daarnaast biedt de markt niet dezelfde mate van risicomitigatie als de SDE++, waardoor financieringskosten per saldo zullen toenemen. Bovendien verwachten we niet dat geïntegreerde bedrijven op grote schaal onvoldoende rendabele projecten zullen realiseren.

De overgangsregeling kan enorm bijdragen aan de investeringszekerheid, maar dit hangt volledig af van de onbekende inschatting van het opwaarts prijsrisico. De mate waarin de overgangsregeling bijdraagt aan de investeringszekerheid varieert tussen nul en het niveau van de SDE++.

4 Impact op kosten en budgetclaim

De hoogte van de correctie voor het opwaarts prijsrisico bepaalt in welke mate de overgangsregeling tot lagere subsidiekosten en een lagere budgetclaim leidt dan de huidige SDE++. Bij de overgangsregeling keert men immers het verschil uit tussen het correctiebedrag en de steunprijs in plaats van tussen het correctiebedrag en het basisbedrag. Hoe hoger de correctie voor het opwaarts prijsrisico, hoe lager de steunprijs ligt ten opzichte van het basisbedrag (zie ook Figuur 2-1) en hoe kleiner de verwachte kasuitgaven zijn. De impact op de budgetclaim komt op een vergelijkbare manier tot stand. Deze wordt dan niet langer berekend als het verschil tussen de basisenergieprijs en het basisbedrag, maar tussen de basisenergieprijs en de steunprijs.

De relatieve impact op de budgetclaim en kasuitgaven is groter dan de impact op de steunprijs. Dit wordt veroorzaakt doordat de budgetclaim en verwachte kasuitgaven slechts een deel van het basisbedrag zijn en dus in absolute zin kleiner zijn, waardoor een reductie relatief groter is. Tabel 4-1 geeft een overzicht van de procentuele impact voor de drie inschattingen voor het opwaarts prijsrisico uit sectie 2.3 en de daaruit volgende steunprijzen. Hieruit blijkt dat een verlaging van de steunprijs ongeveer tot een twee keer zo grote verlaging van de budgetclaim leidt en een drie keer zo grote verlaging van de verwachte kasuitgaven.

Tabel 4-1 Relatieve impact van overgangsregeling op steunprijs, budgetclaim en verwachte kasuitgaven

| Aannames opwaarts prijsrisico en correctie steunprijs: | | 1. Basis | | | 2. Hoge volatiliteit | | | 3. Hoge volatiliteit en prijs | | |
|--|----------------------|-------------|--------------|-------------------------|----------------------|--------------|-------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------|
| Categorie | Basis-bedrag (€/MWh) | Steun-prijs | Budget-claim | Ver-wachte kasuit-gaven | Steun-prijs | Budget-claim | Ver-wachte kasuit-gaven | Steun-prijs | Budget-claim | Ver-wachte kasuit-gaven |
| Wind op land, $\geq 8,5$ m/s | 39,3 | -3% | -7% | -11% | -10% | -23% | -36% | -28% | -61% | -79% |
| Wind op land, $< 6,75$ m/s | 55,4 | 0% | 0% | 0% | -1% | -2% | -4% | -6% | -10% | -15% |
| Zon-PV, 1-15 MWp, grond | 55,1 | 0% | 0% | 0% | -3% | -5% | -7% | -11% | -19% | -32% |
| Zon-PV, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouw | 70,5 | 0% | 0% | 0% | 0% | -1% | -1% | -2% | -4% | -4% |

Correctie steunprijs op basis van waardes uit sectie 2.3. Impact op kasuitgaven ingeschat met behulp van vergelijkbaar rekenmodel als gebruikt voor inschatting opwaarts prijsrisico in sectie 2.3. Variaties in volatiliteit en prijsaannames zijn enkel gebruikt voor inschatting opwaarts prijsrisico en daaruit volgende correctie van basisbedrag naar steunprijs. Dezelfde langetermijnprijs (middenwaarde KEV) en volatiliteit (tijdvak '08-'20) zijn gebruikt voor de berekening van alle drie de relatieve impacts op budgetclaim en kasuitgaven.

De simulatie van de impact laat zien dat een relatief beperkte verlaging van het basisbedrag tot een significantere daling van de budgetclaim en de verwachte kasuitgaven kan leiden. Hierdoor kan een beperkte verlaging van de basisbedragen om beter rekening te houden met het opwaarts prijsrisico een significante impact op de uiteindelijke kosten hebben. Verder kan een grotere verlaging van het basisbedrag ertoe leiden dat de verwachte kasuitgaven nog maar een klein deel betreffen van de kasuitgaven die onder de SDE++ verwacht werden, wat een navenante impact op de verwachte subsidie-inkomsten voor projectontwikkelaar heeft. Zo kan de situatie in Tabel 4-1 voor de meest kosteneffectieve wind op land categorie ($\geq 8,5$ m/s) en de meest significant correctie van basisbedrag naar steunprijs (-28%) ertoe leiden dat deze projecten ervoor kiezen om niet langer in te dienen aangezien de verwachte subsidie-inkomsten zeer beperkt zullen zijn (-79%).

5 Criteria om noodzaak verdere stimulering in te schatten

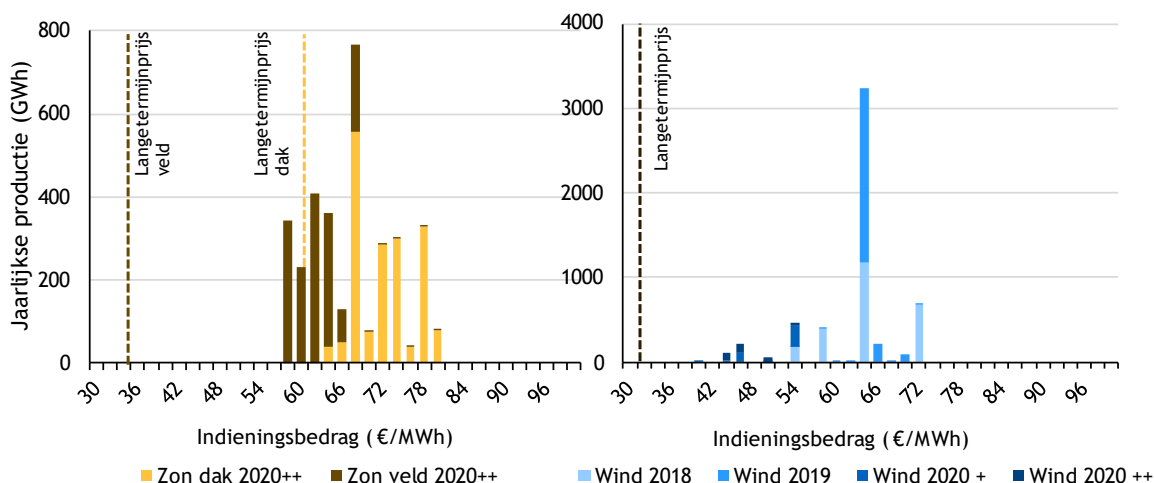
5.1 Methode voor inschatting noodzaak van verdere stimulering

De overgangsregeling moet gezien worden als een *last resort* als er een duidelijke behoefte is om hernieuwbare elektriciteit verder te stimuleren en ander beleid onvoldoende effectief blijkt te zijn. Hierbij moet duidelijk zijn dat verdere groei wenselijk is gelet op onder andere de doelstelling, beschikbare netcapaciteit en de ruimtelijke impact. Hiernaast moet ook duidelijk zijn dat vraagstimuleringsbeleid en kostenreducties onvoldoende zijn om de onrendabele top in voldoende mate weg te nemen en de gewenste groei te bewerkstelligen.

De kernvraag bij het inschatten van de noodzaak voor verdere stimulering is of er zonder SDE++-steun een voldoende groot volume aan zon- en windprojecten gerealiseerd zou worden om de energie- en klimaatdoelen te halen. Indien er met redelijke zekerheid ingeschat kan worden dat de groei zonder subsidie voldoende groot is, is er immers geen noodzaak om de groei verder te stimuleren. De omvang van de groei die nodig is hebben we in deze studie niet onderzocht. We hebben wel een methode ontwikkeld om een indicatie te krijgen van de groei die zonder SDE++ verwacht mag worden.

De methode die we ontwikkeld hebben om een indicatie te krijgen van de groei die zonder steun verwacht mag worden, gebruikt de beschikte volumes en de bijbehorende indieningsbedragen uit de afgelopen SDE+(+)-rondes als vertrekpunt. Voor zon-PV gebruiken we enkel de SDE++-ronde uit 2020 wat een voldoende groot volume vertegenwoordigt en de meest actuele situatie betreft waarvoor data beschikbaar is. Voor wind op land kijken we naar de beschikkingen van 2018 t/m 2020 in de SDE+ en SDE++ om een voldoende representatief volume te hebben. In Figuur 5-1 is de verdeling van de beschikte productie per indieningsbedrag te zien. Deze daadwerkelijke indieningsbedragen geven een indicatie van de projectkosten en kunnen vergeleken worden met de langetermijnprijzen om in te schatten welk volume mogelijk zonder subsidie rendabel zou zijn. Als het indieningsbedrag onder of in de buurt ligt van de langetermijnprijs, is dit een indicatie dat het project mogelijk zonder subsidie gerealiseerd had kunnen worden. We hebben er hierbij voor gekozen om de indieningsbedragen te gebruiken en niet de door PBL berekende basisbedragen omdat eventuele kortingen die projectontwikkelaars hebben gegeven ten opzichte van het basisbedrag (door in te dienen in de vrije categorie) dan meegenomen worden.

Figuur 5-1 Overzicht van de beschikte productie voor zon-PV en wind op land per indieningsbedrag (€/MWh) en de geraamde langetermijnprijs (€/MWh)



Bron: RVO (2022). [SDE+\(+\) projecten in beheer Januari 2022](#).

Noot: Voor deze analyse zijn de zon-PV-projecten uit de meest recente openstellingsronde waarvoor de data beschikbaar was gebruikt (SDE++, 2022). Voor wind op land is ook een aantal eerdere openstellingsrondes gebruikt om een voldoende volume voor de analyse te krijgen. In 2020 is voor wind zowel een SDE+ (2020+) als een SDE++ (2020++) gebruikt. In het figuur is de meest recente inschatting van de langetermijnprijs voor netlevering zon-PV (35,6€/MWh) en wind op land (31,9€/MWh) gebruikt uit de KEV, met inbegrip van de correctie voor profiel- en onbalans uit het PBL-eindadvies SDE++ 2022.¹⁰ Eigen verbruik heeft een hogere langetermijnprijs om te compenseren voor vermeden belastingen. Dit is vooral relevant voor zon op dak waar het eigen gebruik gemiddeld rond de 60% ligt.

Om een inschatting te maken van het projectvolume dat rendabel is zonder SDE++ corrigeren we de indieningsbedragen voor een verwachte stijging van de financieringskosten. Deze stijging van de financieringskosten wordt veroorzaakt doordat projecten zonder subsidie minder inkomsten hebben en een grotere blootstelling aan prijsrisico wat tot een hoger risicoprofiel leidt voor banken en investeerders.

De impact van de hogere financieringskosten (WACC) op de projectkosten is significant. Het wegvallen van de SDE++ leidt naar verwachting tot een toename van de WACC van 1% tot 3% (zie hoofdstuk 3 voor verdere onderbouwing). Deze toename van de WACC heeft een significante invloed op de totale projectkosten, zoals te zien is in Tabel 5-1. Bij een stijging van 1,7% voor zon en 1,9% voor wind—overeenkomstig met een situatie waarin marktpartijen risico's afdekken met PPA's—leidt dit tot een verhoging van de projectkosten met respectievelijk 14% en 13%; voor een scenario met volledige blootstelling aan marktprijzen (marktrisico) is de invloed groter (23% en 22%). De financieringskosten voor zon- en windprojecten zijn dus substantieel verlaagd door de SDE++. Het effect van de WACC-verhoging moet dan ook zeker meegenomen worden in de methodiek om het projectvolume zonder SDE++ te ramen.

Tabel 5-1 Geraamde verhoging van de WACC voor projecten zonder SDE++ en de procentuele stijging van de projectkosten door de WACC-verhoging

| | Situatie 1: SDE++ | | Situatie 2: PPA | | Situatie 3: Marktrisico | |
|--|-------------------|------|-----------------|-------|-------------------------|-------|
| | Zon-PV | Wind | Zon-PV | Wind | Zon-PV | Wind |
| WACC | 1,9% | 2,4% | 3,6% | 4,3% | 4,8% | 5,6% |
| Vershil in WACC (t.o.v. SDE++) | N.v.t. | | +1,7% | +1,9% | +2,9% | +3,2% |
| Toename van basisbedrag (t.o.v. SDE++) | | | +14% | +13% | +23% | +22% |

Bron: Zie sectie 3.4 voor meer details.

¹⁰ PBL (2021). [Klimaat- en Energieverkenning 2021, pag. 109](#). Raming is gemaakt op basis van gegevens tot april 2021.

Anderzijds moet er ook rekening gehouden worden met het feit dat indieningsbedragen in veel gevallen hoger zullen liggen dan de daadwerkelijke projectkosten. Er is voor projectontwikkelaars namelijk niet altijd een prikkel om voor een zo laag mogelijk bedrag in te dienen. Met name voor technieken met relatief lage kosten, zoals wind op land, is het risico op afwijzing door budgetuitputting beperkt omdat er maar een klein aantal technieken (en volume) voor een lager bedrag in kunnen dienen. Hierdoor zullen deze projecten er doorgaans voor kiezen om geen korting te geven ten opzichte van het maximale bedrag waarvoor ingediend kan worden (d.w.z. ten opzichte van het basisbedrag) om hun winstgevendheid te maximaliseren.¹¹ Aangezien het basisbedrag door PBL op een niveau ingeschat wordt waarmee de meerderheid van de projecten rendabel is en er ook binnen techniekcategorieën heterogeniteit in projectkosten is, is het basisbedrag voor een substantieel deel van de projecten hoger dan de daadwerkelijke kosten. Hierdoor ontstaat een situatie waarin een groot deel van de projecten voor een bedrag indient wat hoger ligt dan de daadwerkelijke projectkosten wat de inschatting van het volume wat rendabel zou zijn zonder SDE++ compliceert.

Een correctie van indieningsbedragen naar daadwerkelijke projectkosten is echter niet mogelijk door een gebrek aan data. Om dit te doen zou namelijk inzicht verkregen moeten worden in de daadwerkelijke kosten per project die niet gerapporteerd worden en doorgaans vertrouwelijk zijn. We hebben voor deze studie ook methodes verkend om aan de hand van de spreiding in projectkosten¹² een inschatting van de ordegrootte te maken, maar ook hiervoor bleek de data onvoldoende geschikt om een robuuste inschatting te maken. De impact hiervan is dat met name voor wind op land de indieningsbedragen een overschatting van de daadwerkelijke projectkosten kunnen zijn waardoor het volume wat zonder SDE++ gerealiseerd zou kunnen worden onderschat wordt. Voor zon-PV zal de impact beperkter zijn aangezien deze projecten veelvuldig korting geven ten opzichte van het basisbedrag.¹³

De analyse van recent beschikte projecten bij tot dusverre gangbare marktcondities wijst erop dat het overgrote deel van de wind op land- en zon-PV-projecten niet rendabel zou zijn zonder SDE++. Op basis van bovenstaande correcties en de aannames, zijn er geen zon- en wind op land-projecten die *zonder* SDE++ nu rendabel zouden zijn. Hierbij gebruiken we de raming van de langetermijnelektriciteitsprijs uit april 2021 uit de KEV om de opbrengsten te schatten, inclusief correctie voor profiel- en onbalans.¹⁴ Dit is al grotendeels zichtbaar in Figuur 5-1 met de uitgangssituatie met SDE++, waar de indieningsbedragen nog sterk boven de langetermijnprijs liggen. Na de correctie voor hogere financieringskosten liggen de indieningsbedragen (projectkosten) nog verder boven de langetermijnprijs. Bij deze analyse werken we wel met licht verouderde kostprijzen aangezien we met data uit 2020 (zon-PV) en 2018-2020 (wind op land) werken, wat historisch gezien vaak tot een overschatting van de huidige kostprijzen zou leiden als gevolg van kostendalingen door leer- en schaafeffecten. Gedurende de afgelopen jaren is deze dalende trend echter beperkt geweest

¹¹ Zie 'Trinomics (2021). Evaluatie van de SDE+' voor een analyse van het gebruik van de vrije categorie waaruit blijkt dat wind op land projecten in de recentste jaren van de SDE+ (2017-2020) slechts in 0-5% van de gevallen in de vrije categorie indienen en dus korting geven ten opzichte van het maximale basisbedrag. Voor zon-PV ligt dit aandeel veel hoger (50-95%).

¹² In 'Trinomics (2021). Evaluatie van de SDE+' hebben we enig inzicht verkregen in de spreiding van projectkosten op basis van de exploitatieberekeningen die projecten indienen bij hun subsidieaanvraag. Maar deze data is niet onderverdeeld naar subcategorieën waardoor de spreiding wel over alle wind of zon projecten beschikbaar is, maar niet binnen een specifieke indieningscategorie, wat voor deze analyse wel noodzakelijk is omdat de spreiding anders overschat wordt.

¹³ 50-95% van de zon-PV-projecten biedt aan in de vrije categorie (Trinomics (2021). Evaluatie van de SDE+).

¹⁴ Zowel zon- en windprojecten verdienen over het algemeen minder dan de gemiddelde jaarlijkse (day-ahead) elektriciteitsprijs door gelijktijdigheid van de opwek en als gevolg daarvan relatief lage prijzen tijdens productie.

en in sommige gevallen omgekeerd geweest (d.w.z. kostenstijgingen), waardoor we niet verwachten dat de kostprijzen nu substantieel lager liggen.

5.2 Gevoeligheidsanalyse en invloed op noodzaak stimulering

Recente ontwikkelingen aan zowel de opbrengstenkant (de elektriciteitsprijs) als kostenkant benadrukken dat de benodigde aannames een grote onzekerheid kennen. Het ramen van productie zonder SDE++ kent een grote onzekerheid. De ontwikkelingen sinds 2021 hebben de onzekerheid van de aannames rondom de elektriciteitsprijs vergroot en benadrukt. Deze ontwikkelingen zijn niet (of beperkt) meegenomen in bovenstaande analyse die aansluit bij de uitgangspunten die gebruikt zijn voor de SDE++ 2022 (bijv. langetermijnprijs uit april 2021 voordat de gasprijzen gingen stijgen). Verder hebben ook de verstoringen in internationale toeleveringsketens (o.a. als gevolg van Covid-19 en de blokkade in het Suezkanaal) ervoor gezorgd dat de hoogte van de materiaalkosten moeilijk te voorspellen is.

De recente stijging van de elektriciteitsprijs kan de onrendabele top sterk verlagen, hoewel het moeilijk te voorspellen is welke prijzen gedurende de looptijd van nieuwe projecten verwacht mogen worden. Energie- en elektriciteitsprijzen zijn sinds 2021 flink gestegen. Zo is de gemiddelde *day-ahead* elektriciteitsprijs gestegen van 32 €/MWh in 2020 naar 103 €/MWh in 2021.¹⁵ De impact op de projectinkomsten voor nieuwe projecten is echter nog onzeker aangezien projecten een realisatietermijn van 2 tot 4 jaar en een economische levensduur van 20 jaar hebben. Bovendien kunnen hogere gemiddelde prijzen niet één-op- één vertaald worden naar hogere prijzen voor zon en wind als gevolg van prijserosie op momenten waarop de zon schijnt of wind waait. In onze analyse corrigeren we weliswaar voor deze prijserosie met behulp van de langetermijnprofiel- en onbalansfactor, maar de waarde van deze aanname is ook onzeker. Feit is wel dat de rentabiliteit van zon- en windprojecten zonder SDE++ sterk zal verbeteren als deze hogere prijzen enigszins aanhouden.

De recente stijging van de projectkosten van zon en wind vergroten de onrendabele top en tonen aan dat een doorlopende daling van technologiekosten niet vanzelfsprekend is. De prijs van zonnepanelen en windturbines zijn het afgelopen jaar niet verder gedaald, onder andere door stijgende energieprijzen en veranderingen in internationaal handelsbeleid.¹⁶ In de interviews voor deze studie werden kostenstijgingen van 20 tot 30% genoemd voor bepaalde componenten. Dit beeld is consistent met het eindadvies voor de SDE++ 2022 waarin het basisbedrag voor wind op land met 6% verhoogd is door onder andere hogere turbinekosten. Ook de kosten voor zon-PV zijn gestegen in de tweede helft van 2021.¹⁷ Een verdere kostenstijging zal de noodzaak voor ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie verhogen.

Een gevoeligheidsanalyse voor verschillende scenario's wat betreft elektriciteitsprijzen en technologiekosten toont aan dat het potentieel wat rendabel zou zijn zonder SDE++ in vrijwel alle gevallen verwaarloosbaar is. Zoals eerder aangegeven zijn de indieningsbedragen in de meeste gevallen sowieso al significant hoger dan de langetermijnprijs voor zon en wind en zorgt een verhoging van de financieringskosten (WACC) voor een verdere groei van de onrendabele top. Hierdoor zijn er in het basisscenario zonder SDE++ geen projecten die rendabel zouden zijn zonder SDE++. Uit de

¹⁵ Nord Pool (2022). [Nord Pool average yearly day-ahead 2020 and 2021.](#)

¹⁶ IEA (2021). [What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels?](#)

¹⁷ PBL (2022). [Eindadvies SDE++ 2022.](#)

gevoeligheidsanalyse blijkt verder dat scenario's waarin de daling van de materiaalkosten hervat wordt en/of er structureel hoge elektriciteitsprijzen verwacht worden tot vrijwel geen potentieel leiden wat zonder SDE++ voldoende rendabel is (behalve voor dakgebonden zon-PV). Een belangrijke factor hierbij is dat de langetermijnprijs die zon en wind kunnen ontvangen significant lager is dan de gemiddelde langetermijnprijs door prijserosie (-23% voor zon-PV en -31% voor wind op land).

Enkel voor zon op dak zijn er scenario's denkbaar waarin er een significant potentieel rendabel is zonder SDE++ op locaties waar hoge zelfconsumptie mogelijk is. Dit wordt veroorzaakt doordat de waarde van zelf geconsumeerde elektriciteit hoger is door de vermeden kosten voor belastingen, toeslagen en nettarieven. Hierdoor zijn de inkomsten (vermeden kosten) van projecten waarbij een hoog aandeel van de elektriciteit zelf geconsumeerd wordt significant hoger. Met name voor zon op dak installaties is dit vaak mogelijk en rekent PBL in de eindadviezen voor de SDE++ met een relatief hoog aandeel zelfconsumptie. Hierdoor is onze inschatting dat bij structureel hoge elektriciteitsprijzen ongeveer 20% van het zon op dak potentieel rendabel is zonder SDE++ en dat dit toeneemt tot ongeveer 60% als de materiaalkosten met 10% dalen. Toch is ook voor zon op dak in de meeste scenario's het potentieel wat rendabel is zonder SDE++ verwaarloosbaar waardoor er niet vanuit gegaan mag worden dat een significant deel van deze projecten zonder steun doorgang zou vinden.

Tabel 5-2 Aandeel van de beschikte productie dat rendabel zou zijn zonder SDE++ bij verschillende scenario's

| Selectie beschikte projecten | Gemiddeld indieningsbedrag (€/MWh) | Met SDE++ | | Zonder SDE++ | | | |
|------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------|-------------------------|--|--------------------------|--------------------------------------|
| | | Basis-scenario | Basis-scenario | Daling materiaal-kosten | Hoge prijs + stijging materiaal-kosten | Hoge elektriciteitsprijs | Hoge prijs + daling materiaal-kosten |
| Wind op land 2018 t/m 2020 | 61,9 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Wind op land 2020++ | 48,8 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Zon dak 2020++ | 75,4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 19% | 62% |
| Zon veld 2020++ | 67,1 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Parameters | | | | | | | |
| Langetermijn prijs | | Midden | | | Hoog | | |
| CAPEX | | - | - | -10% | +10% | - | -10% |

In bovenstaande tabel zijn verschillende scenario's (met bijbehorende parameters) weergegeven en het aandeel van de beschikte projecten (% totale productie) wat in het scenario rendabel zou zijn zonder SDE++. In alle gevallen rekenen we met de daadwerkelijke indieningsbedragen als indicatie van de projectkosten en corrigeren deze voor een stijging van de WACC voor de situatie zonder SDE++ (d.w.z. in alle kolommen behalve eerste kolom). In alle scenario's zonder SDE++ gebruiken we de WACC-verhoging van het PPA-scenario van +1,7% voor zon en +1,9% voor wind. Vervolgens simuleren we het aandeel wat rendabel is zonder SDE++ voor scenario's waarin de langetermijnprijs hoger is en/of de CAPEX hoger/lager is.

Selectie projecten: Voor wind op land zijn alle windprojecten uit de SDE+(+) rondes van 2018 t/m 2020 gebruikt om een voldoende representatief volume te hebben. Voor zon-PV zijn enkel de projecten uit de 2020 SDE++ ronde gebruikt aangezien dit de meest recente ronde met volledige databeschikbaarheid was en een voldoende groot volume vertegenwoordigde.

Parameters: De 'midden' langetermijnprijs is 46,2 €/MWh (middelste prijsscenario uit de KEV 2021), 'hoog' is het hoge scenario uit de KEV van 66,3 €/MWh. De langetermijnprijzen zijn gecorrigeerd voor profiel- en onbalans (prijserosie) met een factor van 0,77 voor zon-PV en 0,69 voor wind op land (bron: PBL eindadvies SDE++ 2022). De langetermijnprijs voor zon-PV is gecorrigeerd voor vermeden kosten bij eigen gebruik, waardoor de langetermijnprijs voor eigen gebruik hoger is dan voor netlevering.

5.3 Conclusies over methode voor inschatten noodzaak verdere stimulering

De voorgestelde methode om de noodzaak voor verdere ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie in te schatten is praktisch uitvoerbaar met een relatief beperkte inspanning.

Wij hebben deze methode in een tijdsbestek van twee maanden ontwikkeld en verwachten dat de resultaten in een tijdsbestek van twee weken geactualiseerd kunnen worden. Hiermee kan deze analyse relatief ad hoc herhaald worden op momenten waarop besloten moet worden over de noodzaak van verdere ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie op land. Hierbij gelden er wel dezelfde beperkingen als in bovenstaande analyse wat betreft databeschikbaarheid en actualiteit. De bronbestanden (Eindadvies Basisbedragen, KEV) worden immers slechts een keer per jaar geactualiseerd en hebben altijd een bepaalde vertraging ten opzichte van de marktontwikkelingen.

De methode heeft enkele onvolkomenheden en de resultaten zijn gevoelig voor onzekere aannames wat betreft toekomstige elektriciteitsprijzen en technologiekosten. De belangrijkste onvolkomenheid is het niet corrigeren voor het feit dat indieningsbedragen doorgaans hoger liggen dan daadwerkelijke kosten. De belangrijkste onzekerheid betreft de inschatting van toekomstige elektriciteitsprijzen. De verwachte kostenontwikkelingen van zon-PV en wind zijn een andere onzekerheid die met name in de meest recente jaren tot onverwachte ontwikkelingen (prijsstijgingen) heeft geleid. Een scenarioanalyse zoals in bovenstaande uitgevoerd kan inzicht geven in de omvang van de onzekerheid en bevelen we dan ook aan. Toch zal er altijd een risico blijven op stagnering van de markt bij afbouw van de steun.

Een analyse van de markt in landen zonder subsidie kan aanvullend inzicht verschaffen in de noodzaak van verdere ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Indien het tempo van de opschaling van hernieuwbare elektriciteitsproductie ook in markten zonder subsidie hoog ligt, is dit een indicatie dat verdere steun niet noodzakelijk is. Hierbij moet wel opgelet worden dat de situatie voldoende vergelijkbaar is, bijvoorbeeld wat betreft elektriciteitsmix (o.a. aanwezigheid van waterkrachtcentrales) en penetratie van zon en wind, aangezien dit in sterke mate de prijserosie en gecapteerde prijzen kan bepalen. De voor deze studie geïnterviewde partijen gaven aan dat Denemarken en Spanje mogelijk relevante (subsidievrije) markten zijn. Verder zijn de Britse en Portugese markt waar tweezijdige *contracts for difference* gebruikt worden mogelijk interessant, vooral wanneer marktpartijen besluiten om geen gebruik te maken van de *contracts for difference* omdat ze verwachten meer winst te kunnen maken als ze het opwaarts prijsrisico zelf kunnen houden.

6 Relevantie voor wind op zee

Voor wind op zee is de ‘overgang’ naar subsidievrije tenders al succesvol gemaakt. Waar de kavels in windenergiegebied Borssele nog met een subsidietender zijn uitgegeven (tender in 2016), zijn de kavels Hollandse Kust zuid en noord via een subsidievrije procedure toegekend (tenders 2017-2020). Bij het gebied Hollandse Kust west wordt voor het eerst een procedure gebruikt waarbij bieders een financieel bod doen om de kavels te mogen exploiteren (tender in 2022).¹⁸ Hierdoor is er in principe geen noodzaak voor een overgangsregeling omdat de overgang effectief al gemaakt is.

In het geval er geen inschrijvingen zonder subsidie ontvangen worden, is er vooralsnog de mogelijkheid om een tenderprocedure met subsidie te starten. Hiervoor zal dan eerst besloten moeten worden of het wenselijk is om de betreffende kavel(s) alsnog te ontwikkelen. Als dit het geval is kan de tenderprocedure met subsidie vormgegeven worden. Dit proces zal tot een bepaalde vertraging leiden in de ontwikkeling van de kavel, maar hoeft niet tot afstel te leiden als besloten wordt dat de ontwikkeling van de kavel ook met subsidie wenselijk is.

Een belangrijk verschil tussen wind op zee en hernieuwbare elektriciteit op land is dat op zee de overheid hoe dan ook de regie moet nemen in het toewijzen van kavels. Dit komt doordat de kavels op zee eigendom van de (rijks)overheid zijn in tegenstelling tot veel van de percelen op land. Voor hernieuwbare elektriciteit op land is een dergelijke mate van regie door de overheid in het selecteren van locaties minder noodzakelijk en lastiger uitvoerbaar. Hiernaast (en mede als gevolg hiervan) zijn de projecten voor wind op zee ook veel groter in omvang dan die voor hernieuwbaar op land. Deze verschillen leidden ertoe dat er voor wind op zee grootschalige tenders georganiseerd konden worden die effectief bleken in het stimuleren van kostenreducties en het inschatten van een concurrerend ‘basisbedrag’ aan de markt over konden laten. Dit in tegenstelling tot hernieuwbare elektriciteit op land waar ervoor is gekozen om een generiek steunkader met vooraf vastgestelde basisbedragen uit te werken wat voor een veel groter aantal potentiële projecten praktisch toepasbaar was, maar wel het risico op overstimulering vergroot, vanwege de inherente kennisasymmetrie op het gebied van projectkosten tussen de overheid en marktpelers.

Voor wind op zee lijkt het praktischer en meer kosteneffectief om een tender met subsidie als back-up optie te houden in plaats van de overgangsregeling. Het praktische voordeel zit erin dat de overgangsregeling geen invulling geeft aan de toewijzing van kavels waar een tenderprocedure dit wel doet. Het voordeel wat betreft kosteneffectiviteit wordt bereikt doordat er bij een tenderprocedure niet vooraf een inschatting van de kosten (basisbedrag) en opbrengsten (incl. opwaarts prijsrisico) gemaakt dient te worden en het hiermee gemoeide risico op overstimulering vermeden kan worden. In plaats daarvan kan gebruik gemaakt worden van de tendersystematiek die in het verleden al succesvol toegepast is voor een aantal windenergiegebieden. Een risico bij een tender is wel dat er bij gebrek aan concurrentie geen competitieve inschrijvingen gedaan worden, maar dat kan effectief gemitigeerd worden door een maximum te stellen aan het indieningsbedrag.

De correctie voor opwaarts prijsrisico zoals voorzien in de overgangsregeling zou goed toegepast kunnen worden om de maximale indieningsbedragen voor wind op zee tenders te bepalen. Voor wind op zee-projecten geldt immers dezelfde mogelijkheid om overwinsten te behalen als gevolg van

¹⁸ <https://windopzee.nl/onderwerpen/wind-zee/landingspagina-0/totstandkoming/>

extra inkomsten in jaren met hoge elektriciteitsprijzen als bij wind op land en zon-PV. Hierdoor lijkt het ook raadzaam om in gevallen waar een tender voor wind op zee met subsidie wordt uitgeschreven, de maximale indieningsbedragen hiervoor te corrigeren. De in deze studie ontwikkelde methode kan hiervoor de basis zijn.

Annex: Lijst met gesprekspartners

Voor dit onderzoek is met de onderstaande partijen gesproken:

- ASN Bank
- Holland Solar
- NVDE
- NWEA
- Odura
- Planbureau voor de Leefomgeving
- Rabobank
- RWE
- Triodos Bank
- Vattenfall

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

T +31 (0) 10 3414 592
www.trinomics.eu

KvK n°: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01

