

Notitie

Petten, 8 mei 2013

Afdeling Policy Studies

ECN-N--13-021

Van Nieuwenhout, F.D.J.

Kopie Londo, H.M., Dril, A.W.N. van, Koutstaal, P.R.

Onderwerp **Kosten van het inpassen van grote hoeveelheden zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening**

Inleiding

Deze notitie heeft tot doel een overzicht te schetsen van de belangrijkste kostenposten bij de integratie van grote hoeveelheden variabele zon-PV en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Er kunnen drie verschillende soorten kosten worden onderscheiden: netwerkkosten, kosten voor reserve- en balanceringsvermogen en profielkosten. Wind turbines staan vaak in relatief dun bevolkte gebieden wat relatief hoge netwerkkosten tot gevolg heeft. Bij hoge concentraties zon-PV systemen zullen distributienetten in de gebouwde omgeving versterkt moeten worden.

Door het fluctuerende aanbod van beide variabele bronnen neemt de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel toe. Dit vertaalt zich in een stijgende behoefte aan regelvermogen om continue verschillen tussen vraag en aanbod op te vangen, en op een groei in het reservevermogen wat achter de hand gehouden moet worden.

Een lange tijd onderschat effect van extra wind en zon-PV is het prijsdrukkende effect op de momenten van veel wind en zon aanbod, het zogenaamde profieffect. Door de toename van zon en wind neemt de productie met geen of lage marginale kosten toe tijdens de uren dat zon en wind produceren, waardoor duurdere opties opschuiven in de merit order (het zogenaamde merit order effect). Daardoor daalt de elektriciteitsprijs voor de wind en zon producenten ten opzichte van de gemiddelde groothandelsprijs¹. Daarnaast kan er nog een extra prijsdrukkend effect zijn op de prijs in de uren dat wind en zon veel produceert terwijl de vraag beperkt is.

De toename van wind en zonproductie leidt niet alleen tot een lagere prijs voor wind en zonproducenten ten opzichte van de gemiddelde groothandelsprijs, ook de gemiddelde groothandelsprijzen zelf zullen door de toenemende wind en zonproductie dalen.

In deze notitie wordt een ruwe vergelijking van de belangrijkste kostenposten rond inpassing van duurzaam gegeven. Het gepresenteerde cijfermateriaal heeft hierbij vooral een illustratieve functie. De directe kosten voor wind- en zon producenten van het profieffect zijn gekwantificeerd. In het

¹ In de SDE+ regeling wordt het profieffect berekend als het verschil tussen de wind-gewogen groothandelsprijs en de gewone, tijd-gewogen groothandelsprijs (APX dag-vooruit markt).

kader van deze notitie ontbreekt het ons de mogelijkheden om nader in te gaan op de algemene prijsdalingen en de consequenties voor de relevante stakeholders.

Windenergie

Verliezen

Er zit een verschil tussen de berekende opbrengst van een enkele turbine en de werkelijke invoeding van een windpark in het net van de netbeheerder. Er zijn drie factoren die de werkelijke opbrengsten wat reduceren, en die gemakshalve zijn samengevat onder de naam: 'verliezen'. Het betreft:

- a) Het onderlinge 'zog-effect' van een reductie van de gemiddelde windsnelheid door de nabijgelegen windturbines (park-effect)
- b) Niet beschikbaarheid door defecten en andere redenen van stilstand
- c) Elektrische verliezen tussen het windpark en de netaansluiting

Elk van deze drie effecten levert een reductie van de opbrengst op ten opzichte van de specificaties van een individuele turbine ter grootte van enkele procenten. In het kader van de SDE+ regeling is voor de som van deze drie effecten 10% aangenomen. Dit is overgenomen in deze notitie.

Netwerkkosten

Het vergroten van het aandeel hernieuwbaar in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening vereist extra investeringen in de elektriciteitsnetwerken. Omvang van deze investeringen zal zijn in grote lijnen geïnventariseerd voor PV in de gebouwde omgeving en voor wind. De toename van het vermogen aan PV en wind zijn sterk bepalend voor de omvang van deze kosten. Om een idee te krijgen van de omvang van de kosten zijn we uitgegaan van twee varianten, één met een hoog aandeel hernieuwbaar en één met een laag aandeel. Aangenomen geïnstalleerde vermogens en netto jaaropbrengsten staan in tabel 1. In tabel 2 zijn de hierbij behorende penetratiepercentages gegeven (percentage van wind- of zon-PV opbrengsten als percentage van de nationale finale vraag). De Hoge variant voor hernieuwbaar is het meest in lijn met het behalen van de 16% hernieuwbare energiedoelstelling voor 2020. De grote verschillen tussen beide varianten in opgestelde vermogens (ruwweg een factor 2 in 2020 en een factor 3 in 2030) is illustratief voor de hoge mate van onzekerheid rond deze aannames van het opgestelde vermogen. Ook in de studie van Netbeheer Nederland [2011] naar toekomstige netten wordt een zeer brede range in netwerkkosten gevonden (20-70 miljard € voor gas en elektra) die sterk afhankelijk blijkt te zijn van de scenario aannames.

Tabel 1 Aangenomen geïnstalleerde vermogens (cumulatief in GW) en netto jaarproductie in TWh van zon-PV en wind in Nederland voor twee varianten.

	Hernieuwbaar: Hoge variant			
	Geïnstalleerd		Jaaropbrengst	
	2020	2030	2020	2030
	GW	GW	TWh	TWh
ZonPV	3	15	2.6	12.8
Wind op land	6	7	15.1	17.6
Wind op zee	4	10	13.0	32.4

Hernieuwbaar: Lage variant

	Geïnstalleerd		Jaaropbrengst	
	2020	2030	2020	2030
	GW	GW	TWh	TWh
ZonPV	1.5	5.5	1.3	4.6
Wind op land	4.0	4.0	7.6	8.2
Wind op zee	1.5	2.5	5.9	9.4

Tabel 2 Aandeel jaarproductie van zon-PV en wind als percentage van de finale elektriciteitsvraag

	Hoog hernieuw.		Laag hernieuwbaar	
	2020	2030	2020	2030
PV-penetratie als % van vraag	2	9	1	3 %
Wind-penetratie als % vraag	24	34	11	12 %

Netwerkkosten Wind op zee

Om een windpark op zee aan te sluiten op het netwerk op het land zijn de kosten sterk afhankelijk van de afstand. Voor een afstand van rond de 90 km bedragen de kabelkosten in 2010 ongeveer €500 per kW. De verwachting is dat deze zullen dalen van €400/kW in 2020 tot €360/kW in 2030. Alleen de kabel tussen windpark op zee en het hoogspanningsnet op het land wordt hierbij in rekening gebracht. Deze aansluitkosten bedragen ongeveer 13% van de totale geraamde investeringskosten voor wind op zee in 2020. De aansluitkosten op het net zijn een onderdeel van de SDE-regeling voor Wind op Zee.

Netwerkkosten Wind op land

Voor wind op land wordt op dit moment ten behoeve van de SDE regeling uitgegaan van gemiddelde kosten voor de aansluiting op het net van ongeveer €80/kW tot afstanden van 5km. Voor een recent uitgevoerde kosten-baten analyse naar 6000 MW wind op land werd gevonden dat voor de kosten van netaansluitingen verder dan 5 km gemiddeld 10 €/kW extra nodig is zodat voor wind op land uitgegaan kan worden van totale additionele netwerkkosten van ongeveer €90/kW.

Bovenstaande kosten betreffen uitsluitend de kosten voor het aansluiten op het distributienet of indien vermogen en spanning voldoende hoog zijn, de kosten van aansluiting op het transmissienet. Verdere investeringen ter versterking van het distributie- of het transportnet zijn niet meegenomen. Deze zogenaamde 'diepe' investeringskosten zijn moeilijk toe te rekenen aan afzonderlijke gebruikers van het net. In het kader van deze notitie is het niet mogelijk deze kosten goed in te schatten².

Reservevermogen en balanceringsvermogen

Reservevermogen is extra productievermogen van elektriciteit welke in reserve gehouden wordt om op elk moment en onder alle omstandigheden voor een betrouwbare energievoorziening te kunnen zorgen. Noodgevallen zoals het uitvallen van centrales en het wegvallen van delen van het transportnet kunnen hiermee ondervangen worden. Reservevermogen wordt ingezet als de inzet van regelvermogen voor het balanceren (zie volgende sectie) tegen de grenzen van het beschikbare

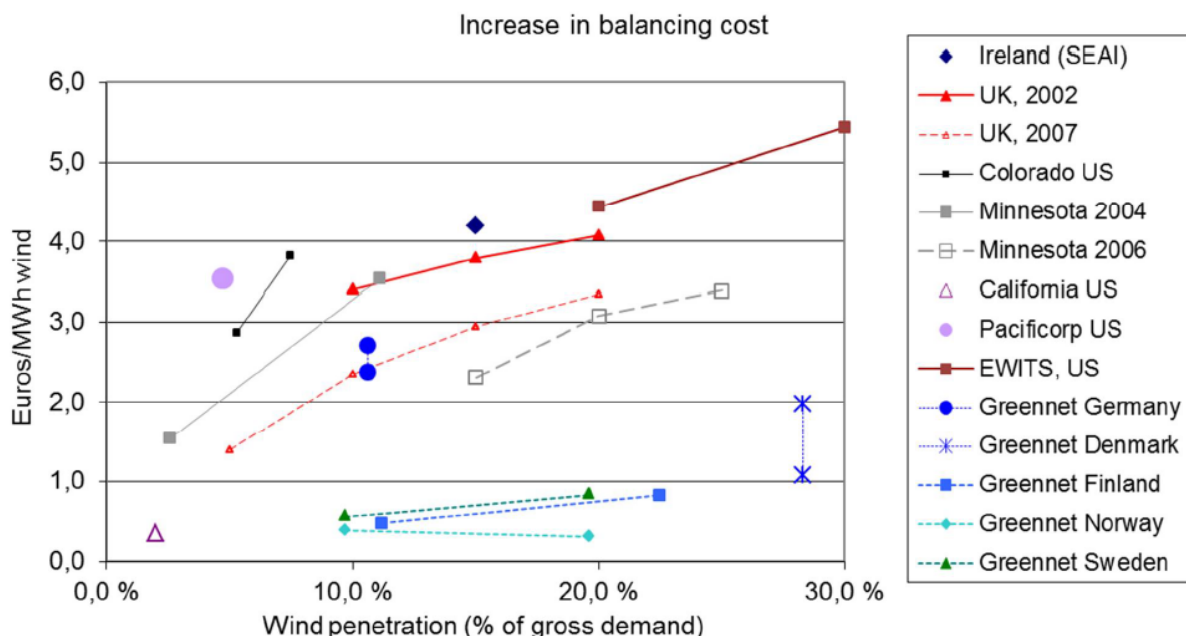
² In de scenario studie Net voor de toekomst van Netbeheer Nederland [2011] worden de totale kosten van netinfrastructuur voor verschillende duurzame scenario's weergegeven. Dit omvat daarmee ook de 'diepe' investeringskosten. Maar ook de effecten van toegenomen vraag, bijvoorbeeld door elektrisch vervoer zijn meegenomen.

regelvermogen aanloopt. Om altijd voldoende regelvermogen in beide richtingen beschikbaar te hebben wordt zo en nu en dan reservevermogen ingezet. In de praktijk wordt reservevermogen daarom maar een beperkt aantal uren per jaar ook echt ingezet.

De extra onzekerheid in de productie van elektriciteit bij een toename van het aandeel van variabele bronnen als zon-PV en wind leiden tot een beperkte stijging van het noodzakelijke reservevermogen om aan een bepaald betrouwbaarheids criterium te voldoen. Voor windenergie in Nederland wordt door de TU Delft de behoefte aan additioneel reservevermogen geschat op 1% van het opgestelde windvermogen bij een windpenetratie van 10% [IEA task 25]. Dit is gebaseerd op fluctuaties in het windaanbod over heel Nederland uitgemiddeld met periodes korter dan een uur. Er wordt verder aangenomen dat dit lineair toeneemt bij hogere percentages aan wind penetratie.

Extra balanceringskosten en extra lopende kosten voor wind in Nederland

Voorwaarde voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening is dat er op elk moment voldoende balanceringsvermogen aanwezig moet zijn om continu de balans tussen vraag en aanbod in stand te houden. Anders dan bij reservevermogen wordt er voortdurend³ regelvermogen in een van beide richtingen ingezet. Regel- en reservevermogen zijn twee duidelijk verschillende functies in het elektriciteitsstelsel zoals ook door IEA taak 25 in haar rapportage wordt weergegeven. In tegenstelling tot de behoefte aan reservevermogen heeft TU Delft in het kader van IEA taak 25 geen analyse uitgevoerd voor de extra balanceringskosten in Nederland. Voor een aantal andere IEA landen is dat wel gebeurd (zie figuur 1).



Figuur 1. Toename in balanceringskosten als percentage van wind productie in de vraag op basis van model studies in aantal IEA landen [bron: IEA taak 25, figuur 14]

³ Op dit moment vindt er een experiment plaats met 'imbalance netting' tussen Duitsland en Nederland. Indien er in Duitsland een onbalans heerst met een tegengesteld teken als in Nederland en er voldoende transmissiecapaciteit beschikbaar tussen Nederland en Duitsland dan wordt het overeenkomende deel van de onbalans tegen elkaar weggestrept. Hierdoor zijn er nu een deel van de tijd geen regelacties in Nederland meer nodig. De verwachting is dat de onbalanskosten hierdoor gaan dalen. Het is nog onduidelijk of dit experiment gecontinueerd zal gaan worden.

Naast de in de bovenstaande figuur 1 weergegeven modelberekeningen geeft het IEA taak 25 eindrapport van een aantal landen met een huidig hoog percentage wind de toename in de balanceringskosten. Voor Spanje met een penetratie van 16% bedroegen de balanceringskosten €1,3/MWh. Omdat deze gerealiseerde Spaanse cijfers tussen de lagere uitkomsten van de modelanalyses van de waterkracht gedomineerde systemen in Scandinavië en de hogere kosten van thermische systemen in de overige landen ligt, en omdat de toename in grensoverschrijdende uitwisseling van reservevermogen naar verwachting voor een daling in de balanceringskosten van thermisch gedomineerde systemen zal leiden is aangenomen dat de balanceringskosten in Spanje ook representatief zijn voor die in Nederland.

Photovoltaïsche zonne-energie (PV)

Netwerkkosten en baten

Gestimuleerd door de huidige salderingsregeling is PV een aantrekkelijke optie voor huishoudens en andere kleinverbruikers van elektriciteit die een terugverdientijd van rond de tien jaar acceptabel vinden. Tot 2020 kan mogelijk 4 GW_p aan PV in de gebouwde omgeving worden geïnstalleerd (Nationaal actieplan Zonnestroom 2012). De huidige referentieramingen gaan uit van tussen de 1 en 3 GW_p.

Een typische huisaansluiting laat een elektriciteitsconsumptie toe van ongeveer 8 kW voordat de hoofdzekering doorslaat. Maar in het distributienet vindt er een uitmiddeling plaats doordat de piekvraag van het ene huishouden niet samenvalt met die van de burens. Distributienetten in woonwijken worden daarom uitgelegd met gemiddeld 1-1,5 kW capaciteit per aansluiting. Productie van PV-electriciteit vindt plaats met een hoge gelijktijdigheid die uitmiddeling zoals bij de vraag onmogelijk maakt. Voor de introductie van PV in de gebouwde omgeving kunnen daarom ruwweg 3 fasen onderscheiden worden. In de verschillende fasen zijn steeds meer maatregelen nodig om overbelasting van het distributienet te voorkomen.

In een eerste fase, tot een totaal geïnstalleerd PV vermogen in Nederland van ongeveer 8 GW (gemiddeld 1 kW per aansluiting) zijn er geen, of slechts verwaarloosbare aanpassingen aan de distributienetten nodig zijn. De lokale opwekking die voor een groot deel ook weer lokaal geconsumeerd zal worden zal leiden tot een vermindering van transportverliezen in de netwerken. Dit is praktisch lastig te kwantificeren maar zal naar verwachting in de orde van 5% van de opgewekte PV electriciteit liggen⁴. Dit voordeel komt ten gunste van de netbeheerder en leidt tot lagere netkosten, welke uiteindelijk weer doorberekend zullen worden in de vorm van lagere netwerktarieven.

In een tweede fase, bij een opgesteld PV vermogen in de gebouwde omgeving vanaf ongeveer 8 GW tot ongeveer 15 GW, kunnen vooral de oudere distributienetten overbelast raken. In Duitsland moeten omvormers van zon-PV installaties vanaf 2012 door de netbeheerder op afstand in capaciteit gereduceerd kunnen worden. Gedurende piekbelasting van het net kan de productie van de PV installatie daarmee tot ongeveer de helft worden teruggebracht. Hiermee kan netverzwaring uitgesteld worden. Dit gaat wel ten koste van de productie in de orde van grootte van 10% van de

⁴ De gemiddelde netverliezen in Nederland in 2010 bedroegen 4,6%. Voor kleinverbruikers zal dit naar verwachting hoger liggen dan het nationale gemiddelde. Maar zeker bij hoge penetraties van zon zal niet meer alle geproduceerde zon PV electriciteit ook lokaal geconsumeerd kunnen worden. 5% is daarom een conservatieve aanname bij lage penetratie percentages.

opgewekte PV elektriciteit⁵. In combinatie met de lagere transportverliezen worden de inpassingskosten in deze fase geschat op 5% van de elektriciteitsopbrengsten.

Boven de ongeveer 15 GW worden de verliezen ten gevolge van het tijdelijk beperken van de hoeveelheid invoeding tijdens piekmomenten te hoog. Extra maatregelen zoals vraagsturing en mogelijk lokale opslag of andere *smart grids* technieken zijn dan nodig om van de bestaande netwerken gebruik te kunnen blijven maken. Afhankelijk van het succes van deze voorlopig onbewezen opties zouden verzwaren van het distributienet verder uitgesteld kunnen worden. Hoewel het technisch potentieel van smart grids hoog lijkt te zijn, heerst er nog zeer veel onzekerheid over welk deel daarvan te realiseren valt in de praktijk.

Boven de 15 GW en na het uitputten van het nog onbekende potentieel van smart grids blijft uiteindelijk netverzwaring over als lange-termijn alternatief bij een zeer hoge penetratiegraad van PV. Het verhogen van de huidige capaciteit van distributienetten van 1-1,5 kW per aansluiting op dit moment tot ongeveer 5 kW in de toekomst is op basis van netberekeningen gedaan in het EU project IMPROGRES geraamd op 700-2500 € aan investeringskosten per aansluiting⁶ voor het distributienetwerk in Mannheim. Omgerekend naar jaarlijkse kosten komt dit overeen met ongeveer 50-150 €/jaar. Vanwege deze relatief hoge kosten zal netverzwaring daarom zo lang mogelijk uitgesteld gaan worden. Voldoende praktijkervaring met smart grids zijn hierbij belangrijk.

Een overzicht van integratiekosten van zon-PV is gepresenteerd in tabel 3 bij toenemende penetratie, weergegeven als gemiddeld opgesteld vermogen per aansluiting. 1 kWp gemiddeld per aansluiting komt overeen met een nationaal opgestelde capaciteit van 8 GW. Alle hier gepresenteerde cijfers, met name de grenzen tussen de verschillende fasen van zon-PV introductie zijn indicatief en vooral bedoeld ter illustratie van de waarschijnlijke stadia van netintegratie. Vooral de mogelijkheden om via smart grids technieken de eigen benutting te verhogen en daarmee de belasting van het lokale distributienet te beperken zijn nog onvoldoende goed in kaart gebracht om zowel het potentieel (wanneer is netverzwaring onvermijdelijk?) als de kosten goed in te kunnen schatten.

Tabel 3. *Overzicht lokale integratiemaatregelen en kosten bij toenemend aandeel zon-PV in de gebouwde omgeving*

Zon PV capaciteit	Benodigde aanpassingen	Eenmalig kosten		Lopende kosten		Totale jaarlijkse kost	
		laag [€]	hoog [€]	Basis: [kWp]	Verliezen [€/jaar]	laag [€/jaar]	hoog [€/jaar]
PV < 1kWp	Geen	0	0	0.75	-2	-2	-2
1 kWp < PV < 2 kWp	Tijdelijke beperking piekcapaciteit	50	200	1.5	15 *)	18	27
2 kWp < PV < 4 kWp	SmartGrids: verhogen eigen benutting	?	?	3	29 *)		
PV > 4 kWp	Netverzwaring	700	2500	5	-15	28	140

*) Verliezen achter de meter gewaardeerd tegen kleinverbruikersprijzen

Overige twee gevallen: baten tgv reductie van netverliezen, gewaardeerd tegen groothandelsprijzen

Uit bovenstaande tabel kan afgeleid worden dat het integreren van zon-PV in de gebouwde omgeving in eerst instantie gepaard gaat met beperkte baten wegens een kleine reductie van de

⁵ In Duitsland wordt het beperken van PV productie gecompenseerd met een bedrag van 95% van het Feed In Tariff. In 2012 bedroeg het FIT tarief 19,5 ct/kWh in vergelijking met een gemiddeld residentieel tarief van 28 ct €/kWh bij een verbruik van 2500-5000 kWh/jaar. Wel moeten PV eigenaren de helft van de kosten van de hiervoor benodigde installatie betalen. [Bron: The German Feed-In Tariff: Recent Policy Changes, Deutsche Bank, September 2012]

⁶ http://www.improgres.org/fileadmin/improgres/user/docs/D5_case_studies_of_system_costs.pdf table 54, pg 108

netwerkverliezen tot ruwweg 8 GWp aan geïnstalleerd PV vermogen. In volgende fasen nemen de integratiekosten verder toe.

Reservevermogen en balanceringsvermogen

Extra behoefte aan reservevermogen bij een groeiend aandeel zon-PV in het productiepark

Voor zon-PV zijn vergelijkbare berekeningen zoals door TU Delft verricht zijn voor het extra reservevermogen tgv wind zover ons bekend is nog niet uitgevoerd voor Nederland. Tot dat dit wel het geval is wordt voorgesteld om voor zon-PV hetzelfde percentage te hanteren van 1% per 10% bijdrage aan de nationale elektriciteitsproductie en lineair toenemend bij een penetratie lager dan 10%.

Extra balanceringskosten voor zon-PV

Bij ontbreken van een geschikte analyse voor Nederland van de impact van grote percentages van zon-PV wordt ook hier aangenomen dat de extra balanceringskosten voor zon-PV vergelijkbaar zijn met die voor wind.

Effecten op de elektriciteitsprijs van wind en zon-PV

Recentelijk is er een groeiende belangstelling voor de vraag wat de gevolgen zijn voor de elektriciteitsprijs van groeiende aandelen wind en zon in het productiepark. De verminderde opbrengsten door hernieuwbare elektriciteit worden ook wel profielkosten genoemd. Lion Hirth heeft een studie uitgevoerd naar de effecten in Duitsland en aantal andere Europese landen [Hirth, 2013]. Hierbij wordt de waarde van de geproduceerde elektriciteit door wind of zon vergeleken met de gemiddelde elektriciteitsprijs. Het verschil is afhankelijk van het aandeel van wind of zon in de nationale elektriciteitsproductie. De zogenaamde waardefactor is gedefinieerd als de wind-gewogen elektriciteitsprijs in verhouding tot de over de tijd gemiddelde elektriciteitsprijs⁷. Uit een door Hirth samengesteld overzicht van andere systeemstudies komt een breed scala van verschillende waardefactoren naar voren. Vertaald naar de hoeveelheden zon en wind die voor Nederland voorzien zijn levert dit waardefactoren op die in tabel 4 zijn weergegeven.

Tabel 4. Spreiding van waarde factoren voor zon-PV en wind in Nederland gebaseerd op internationale literatuur, gerelateerd aan nationale zon-PV en wind scenario's voor 2020 en 2030

	Waardefactor:			
	Laag 2020	Hoog 2020	Laag 2030	Hoog 2030
PV-Hoog	0.96	1.25	0.65	0.90
PV-Laag	1.00	1.30	0.92	1.20
Wind-Hoog	0.65	0.85	0.60	0.80
Wind-Laag	0.75	0.95	0.74	0.94

N.B. Gebaseerd op: Lion Hirth, 2013, The Market Value of Variable Renewables, fig 4 en fig 5, values reported in literature

⁷ Het profieffect is gelijk aan 1 – waardefactor. Een sterk profieffect met grote prijsdalingen komt dus overeen met een lage waardefactor.

De waardefactoren van tabel 4 zijn gebruikt om de profielkosten voor de windproducenten te berekenen. Profielkosten hangen direct samen met de waardefactor. Als de waardefactor 1 is zijn er geen profielkosten. Is de waardefactor bijvoorbeeld 0.65 dan ontvangt een windproducent maar 65% van de marktprijs als vergoeding voor de geproduceerde elektriciteit. De profielkosten zijn dan 35% van de waarde van de geproduceerde elektriciteit. De lagere opbrengsten voor de windproducenten leiden er toe dat het langer duurt voordat wind kan concurreren met conventionele vormen van elektriciteitsopwekking.

De profielkosten voor windproducenten zijn aanzienlijk: in een hoog windscenario bedragen ze € 700-1400 miljoen per jaar.

Overzicht resultaten

In de onderstaande tabellen worden de verschillende kostencomponenten van inpassing van hernieuwbare elektriciteitsproductie samengevat.

Totaaloverzicht van kosten systeemintegratie van zon-PV en wind in Nederland

Tabel 5a. Overzicht kosten netintegratie van wind in Nederland: Wind scenario Hoog

	2020	2030
	[M€/jaar]	[M€/jaar]
Verliezen (park, stilstand, aansluiting)	226	403
Netwerkkosten wind op zee	100	234
Netwerkkosten wind op land	34	39
Extra behoefte reservevermogen	11	26
Extra balanceringskosten	54	140
<i>Profielkosten:</i>		
Wind: hoog Waardefactor: hoog	305	725
Wind: hoog Waardefactor: laag	712	1449

Tabel 5b. Overzicht kosten netintegratie van wind in Nederland: Wind scenario Laag

	2020	2030
	[M€/jaar]	[M€/jaar]
Verliezen (park, stilstand, aansluiting)	120	146
Netwerkkosten wind op zee	37	60
Netwerkkosten wind op land	22	22
Extra behoefte reservevermogen	3	3
Extra balanceringskosten	12	17
<i>Profielkosten:</i>		
Wind: laag Waardefactor: hoog	49	76
Wind: laag Waardefactor: laag	244	331

Tabel 6a Overzicht kosten netintegratie van zon-PV in Nederland: Zon-PV scenario Hoog

	2020	2030
	[M€/jaar]	[M€/jaar]
Verliezen (distributienetwerk)	-9	-46
Netwerkkosten Laag	0	25
Netwerkkosten Hoog	0	100
Extra behoefte reservevermogen	0.3	5.8
Extra balanceringskosten	0.4	9.1
<i>Profielkosten:</i>		
ZonPV: hoog Waardefactor: hoog	-46	92
ZonPV: hoog Waardefactor: laag	7	323

Tabel 6b Overzicht kosten netintegratie van zon-PV in Nederland: Zon-PV scenario Laag

	2020	2030
	[M€/jaar]	[M€/jaar]
Verliezen (distributienetwerk)	-2.4	-3.3
Netwerkkosten Laag	0	0
Netwerkkosten Hoog	0	0
Extra behoefte reservevermogen	0.1	0.8
Extra balanceringskosten	0.1	1.2
<i>Profielkosten:</i>		
ZonPV: hoog Waardefactor: hoog	-28	-67
ZonPV: hoog Waardefactor: laag	0	27

De profielkosten vanwege de lagere prijzen op de momenten van veel aanbod van wind worden op dit moment gedragen door de overheid die investeerders in zon en wind compenseren voor de onrendabele top⁸. De lagere prijzen hebben echter ook een belangrijk effect op opbrengsten van de producenten van elektriciteit met andere bronnen dan zon en wind. Het zijn daarnaast vooral de consumenten van elektriciteit die baat zullen hebben bij de prijsdalingen. Voor een goede onderbouwing van kosten en baten over de verschillende actoren is nader onderzoek nodig. Vanuit een nationaal oogpunt bezien zijn de totale kosten gelijk aan de totale baten en is het netto effect van de profieffecten op alle actoren samen nul.

In tabel 7 is een overzicht gegeven van de extra netwerkkosten en extra systeemkosten (reservevermogen en balanceringskosten) van de integratie van wind en zon-PV in Nederland.

Tabel 7 Jaarlijkse integratie kosten van wind en zon-PV in Nederland in miljoen € per jaar

	2020	2020	2030	2030
	laag	hoog	laag	hoog
	[M€/jaar]	[M€/jaar]	[M€/jaar]	[M€/jaar]
Wind	195	424	249	842
Zon-PV	-8	-2	-6	68
Totaal	187	422	243	911

Uitgedrukt in een kostenstijging van de elektriciteitsprijs per kWh bedragen deze integratiekosten 0,16-0,35 €/kWh in 2020 en 0,17-0,63 €/kWh in 2030.

Conclusies

Voor zowel de integratie van wind als voor zon-PV in de toekomstige Nederlandse elektriciteitsvoorziening is het effect op de marktprijzen, het zogenaamde profieffect, veruit het belangrijkste gevolg. De prijsdalingen hebben grote effecten op de rentabiliteit van hernieuwbare bronnen maar kunnen ook grote effecten hebben op de rentabiliteit van conventionele centrales. Een meer gedegen en beter onderbouwde analyse dan deze schets van de problematiek is nodig om de gevolgen voor alle relevante partijen goed te kwantificeren.

⁸ De huidige SDE methodiek omvat hiertoe een correctiecomponent die berekend wordt op basis van het verschil van een wind-gewogen APX prijs en een tijd-gewogen APX.

De extra behoefte aan reservevermogen vormt voor zowel wind als zon-PV maar een beperkt aandeel in de totale integratiekosten. De balanceringskosten van wind zijn wel wat belangrijker en zijn ongeveer vijf keer hoger dan de kosten van de behoefte aan extra reservevermogen. Voor wind blijven deze beide posten echter nog steeds enkele malen kleiner dan de kosten van verliezen van 10% die bij wind zijn aangenomen.

Bij zon-PV in 2020 zijn er netto baten van netintegratie door de reductie van netwerkverliezen, en doordat netverzwaring nog niet nodig is. Alleen in het geval van het hoge zon-PV scenario in 2030 zijn de distributennetten niet zonder meer geschikt en zijn er extra maatregelen nodig. Naar verwachting is bij een capaciteit van 15 GW aan zon-PV in het hoge scenario in 2030 het nog steeds mogelijk om netwerkproblemen te vermijden door het tijdelijk verlagen van de invoeding. In Duitsland is er inmiddels een verplichting dat de invoeding van zon-PV systemen in het net door de netbeheerder kan worden beperkt. Naar verwachting kan verder het moment dat netverzwaring nodig is uitgesteld worden door toepassing van slimme netten. Maar de kosten van slimme netten zijn nog onbekend. Omdat uiteindelijk altijd teruggevallen kan worden op netverzwaring worden de kosten daarvan als bovengrens aangenomen voor extreem hoge aandelen van zon-PV in de elektriciteitsvoorziening (in de orde van 30 GW) na 2030.

Referenties

- Hirth, 2013, The Market Value of Variable Renewable, paper accepted in Energy Economics 2013
- IEA Task 25, Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final Summary report IEA Wind Task 25, Phase II, 2009-2011,
http://www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf
- Netbeheer Nederland, 2011, Net voor de toekomst,
<http://www.netbeheernederland.nl/publicaties/onderzoek/#>
- The German Feed-In Tariff: Recent Policy Changes, Deutsche Bank, September 2012]