

Externe notitie

Petten, 24 april 2015

Afdeling ECN Beleidsstudies
Van S.M. Lensink, L.W.M. Beurskens
Aan Ministerie van Economische Zaken

ECN-N—15-014

Onderwerp **Kosten wind op zee 2015**

Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken heeft de intentie om in 2015 een tenderregeling voor wind op zee open te stellen. In deze notitie worden op verzoek van het ministerie de resultaten getoond van recente berekeningen over de kosten van wind op zee. De recente berekeningen geven informatie over de subsidiebehoefte van nieuwe windparken op zee. De informatie over deze subsidiebehoefte dient ter ondersteuning van beleidsmatige keuzes door de Nederlandse overheid over de invulling van de komende tenderregeling voor wind op zee.

De tenderregeling wind op zee valt onder het Besluit SDE. De lezer van deze notitie wordt geacht bekend te zijn met de SDE+ en de daarin voorkomende terminologie. De berekeningen zijn gaan uit van ontwikkelaars die in 2015 SDE+-subsidie aanvragen en uiterlijk in 2020 hun park in productie hebben. In Tabel 1 staan de belangrijkste bevindingen van deze studie als het basisbedrag en het verwachte aantal vollasturen elektriciteitsproductie per gebied.

Tabel 1: Basisbedrag per gebied met tussen haakjes het gemiddeld aantal vollasturen (vlu, P50)

Gebied	Basisbedrag met aansluiting op het hoogspanningsnet op land	Basisbedrag met aansluiting op een hoogspanningsstation op zee
Borssele	0,151 €/kWh (3950 vlu)	0,124 €/kWh (4100 vlu)
Zuid-Hollandse kust	0,133 €/kWh (4100 vlu)	0,116 €/kWh (4200 vlu)
Noord-Hollandse kust	0,136 €/kWh (4200 vlu)	0,117 €/kWh (4300 vlu)
IJmuiden-ver	0,157 €/kWh (4200 vlu)	0,124 €/kWh (4400 vlu)
Boven de Wadden	0,155 €/kWh (4400 vlu)	0,123 €/kWh (4550 vlu)

De subsidiabele productie, getypeerd door het aantal vollasturen (vlu) in Tabel 1, is afhankelijk van de keuze wie de hoogspanningsverbinding naar land verzorgt, omdat de subsidiabele productie wordt gemeten op het punt waar de elektriciteit het openbare elektriciteitsnet ingaat.

De SDE+-regeling kent ook de parameters van correctiebedrag (de huidige marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit) en de basisprijs ($2/3^e$ van de verwachte langetermijnwaarde van de geproduceerde elektriciteit), zie Tabel 2.

Tabel 2: Berekeningswijze van basisprijs en correctiebedrag

Parameter	Berekeningswijze
Correctiebedrag (formule)	$\text{profiel\&onbalansfactor}_{\text{huidig}} \times \text{elektriciteitsprijs}_{\text{huidig}}$
Correctiebedrag (berekening)	$0,913 \times 0,041271 = 0,037681 \text{ €/kWh}$
Basisprijs (formule)	$\text{profiel\&onbalansfactor}_{\text{langetermijn}} \times \text{elektriciteitsprijs}_{\text{langetermijn}} \times 2/3$
Basisprijs (berekening)	$0,810 \times 0,0544 \times 2/3 = 0,029 \text{ €/kWh}$

Inleiding

Het ministerie van Economische Zaken heeft de intentie om in 2015 een tenderregeling voor wind op zee open te stellen. Via de SDE+-tender wordt financiële compensatie geboden voor de onrendabele top van wind-op-zeeprojecten. Ten behoeve van die tender heeft het ministerie aan ECN gevraagd wat de hoogte van de SDE+-vergoeding zou moeten zijn, om het merendeel van de initiatieven rendabel te laten zijn. Deze initiatieven kunnen dan binnen de tender concurreren op benodigde subsidie. In deze notitie rapporteert ECN over de berekening ten aanzien van basisbedrag, correctiebedrag, basisprijs en verwachte aantal vollasturen voor windparken op zee die in 2015 subsidie zouden aanvragen om uiterlijk in 2020 volledig in productie te zijn.

Proces

In januari 2015 heeft ECN conceptberekeningen gepresenteerd aan de markt via de notitie 'Kostendaling wind op zee in relatie tot stopcontact op zee', publicatienummer ECN-N--15-003. Marktpartijen werden daarbij uitgenodigd om met feitelijk bewijsmateriaal te reageren op de berekende kosten van windparken op zee. Vanwege de concurrentiegevoelige aard van de gesprekken en van de getoonde informatie, kan in deze notitie slechts geaggregeerd en geanonimiseerd worden weergegeven welke informatie is gedeeld.

ECN heeft DNV GL gevraagd om ondersteuning bij het berekenen van de kosten van wind op zee. Hiertoe is DNV GL aangeschoven bij de consultatiegesprekken, om de ingebrachte informatie te helpen duiden. Tevens heeft DNV GL belangrijke kostenrelaties uit het ECN-kostenmodel getoetst aan eigen kennis. Deze notitie (ECN--N-15-014) is niet aan DNV GL voorgelegd ter accordering en is daarmee een zelfstandige publicatie van ECN.

Ontwikkelingen

Er zitten vele uitdagingen in het correct inschatten van de kostprijs van wind op zee voor parken die in 2015 subsidie aanvragen en uiterlijk in 2020 in productie zullen zijn. Historische kosten bieden moeilijk vergelijkingsmateriaal: de eigenschappen van de locaties en van een project kunnen verschillen, en ten gevolge van diverse gelijktijdige ontwikkelingen zijn recente cijfers van de kosten van windparken op zee moeilijk te duiden. Tegelijk blijkt dat de geconsulteerde partijen slechts met grove indicaties de kosten voor toekomstige windparken kunnen berekenen. Complicatie is bijvoorbeeld dat locatie-specifieke gegevens (bijv. windsnelheid, bodemgesteldheid) niet op tijd beschikbaar waren om in deze consultatie mee te nemen. Ook gaven partijen aan dat ten tijde van de consultatiegesprekken de

beperking van risico's in toekomstige wet- en regelgeving nog niet vastgesteld was (bijv. financiële compensatie bij uitval van netaansluiting).

Bovendien bestaat er onzekerheid over het verschil in kostenniveau tussen het moment van bieden in de tender en het moment van de investeringsbeslissing. Hoewel deels afhankelijk van regelgeving, denk aan boeteclausules indien de tenderwinnaar uiteindelijk besluit niet te investeren, zullen deze onzekerheden meegeprijsd worden in het tenderbod.

Het ontwikkelen van een windpark op zee gaat gepaard met aanzienlijke risico's voor de partij die de kosten draagt. Vaak komen deze risico's terug in de financieringslasten – de kosten van kapitaal voor wind op zee zijn dan ook relatief hoog ten opzichte van veel andere hernieuwbare energietechnologieën. Er heerst echter de verwachting dat steeds meer windparken op projectbasis gefinancierd kunnen worden: een duidelijk teken dat de opgedane ervaringen geleid hebben tot daling van de kosten van wind op zee. De financieringsvoorwaarden waarmee ECN gerekend heeft, zijn daarom gebaseerd op projectfinanciering: 70% vreemd vermogen en 30% eigen vermogen moet worden ingebracht. De vergoeding voor deze kapitaalverstrekking is 5,5% op de lening en 15% rendement op het eigen vermogen.

De betere financieringsvoorwaarden worden mogelijk gemaakt doordat meer risico's binnen het project zelf ondergebracht kunnen worden. Deze verschuiving van risico's leidt ook tot een verschuiving van kosten: lagere financieringslasten worden gedeeltelijk gecompenseerd door hogere investeringskosten. Illustratief hierbij zijn garanties: garanties zijn niet gratis maar hun waarde is verrekend in het aankoopbedrag van een product.

Naast deze ontwikkeling rondom het projectmatig financieren zien we ook dat de windturbines die op zee geplaatst worden, steeds groter zijn. Het vermogen van deze turbines lag enkele jaren geleden typisch op 2 tot 4 MW per turbine, terwijl voor toekomstige parken turbines gebruikt zullen worden met een vermogen tussen de 4 MW en 8 MW, waarbij zelfs 10 MW per turbine al wordt overwogen. Het stijgende vermogen maar zeker ook de daarmee gepaard gaande grotere rotordiameter leidt tot een hogere prijs per MW. Maar tegelijk neemt ook de elektriciteitsproductie per MW toe door een betere verhouding tussen rotordiameter en turbinevermogen. Deze ontwikkelingen hebben tot gevolg dat ze leiden tot hogere investeringskosten voor windparken op zee, maar tot een lagere kWh-prijs van de opgewekte elektriciteit.

De grotere turbines hebben ook consequenties voor de kosten van de funderingen. Een grotere turbine is zwaarder, maar vangt door het grotere rotoroppervlak ook meer wind. De krachten die de fundering moet kunnen weerstaan worden daarmee groter. Per saldo nemen de kosten voor de fundering af: weliswaar nemen de kosten per fundering toe, maar zijn er minder funderingen per park nodig.

Er zijn voldoende aanwijzingen dat de kosten van wind op zee aan het dalen zijn, vooral door betere financieringscondities en door techniekontwikkeling bij de windturbines en funderingen. Andere kostencomponenten, zoals de elektrische infrastructuur – zowel binnen als buiten het park – lijken een besparingspotentieel te hebben. Deze mogelijke kostenvoordelen, bijvoorbeeld ten gevolge van een interne parkbekabeling op een spanningsniveau van 66 kV in plaats van 33 kV, zullen zich eerst in

de praktijk moeten bewijzen voor ECN ze in de advisering over de SDE+ meeneemt. Bij de onderhoudskosten is geen bewijs gevonden dat de kosten aan het dalen zijn. Uit de berekeningen onderliggend aan deze notitie blijkt dat de onderhoudskosten zelfs iets gestegen zijn ten opzichte van eerdere ECN-berekeningen in het kader van de SDE+.

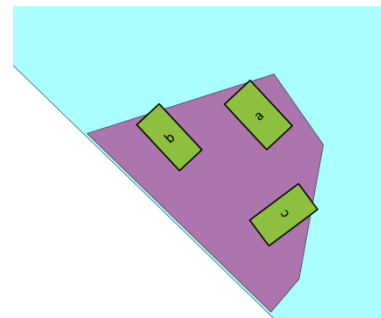
Basisbedrag

Voor vijf zeelocaties (Borssele, Zuid-Hollandse kust, Noord-Hollandse kust, IJmuiden-ver en Boven de Wadden) worden tabellen getoond met de berekening van de basisbedragen (zie de figuur naast Tabel 6 voor de ligging van de gebieden ten opzichte van de Nederlandse kust. Per locatie worden twee basisbedragen getoond, een basisbedrag inclusief individuele aansluiting op het elektriciteitsnet en een basisbedrag waarbij het park aangesloten wordt op een stopcontact op zee. Tevens worden de investeringskosten (CAPEX) getoond, alsmede de jaarlijkse onderhouds- en beheerkosten (OPEX) en het gemiddeld aantal vollasturen op het punt dat de elektriciteit het net wordt ingevoerd. Dit punt ligt bij een individuele aansluiting ná de exportkabel, maar bij de situatie waarbij op een stopcontact op zee wordt aangesloten, vóór de kabel naar het landnet.

Per zeelocatie zijn enkele parken van 300 MW tot 400 MW grootte gemodelleerd. De onderstaande figuren tonen de ligging van de gemodelleerde windparken ten opzichte van de zeelocatie.

Tabel 3: Resultaten deelgebied Borssele

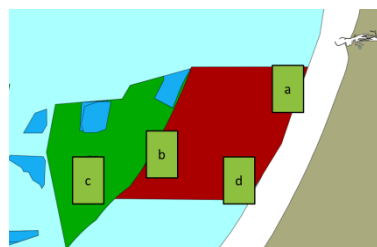
Windpark	Netaan-sluiting	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW·a)	VLU (h/a)	Basis-bedrag (€/kWh)
Borssele 2015	Ja	3200	125	3950	0,149
(locaties a, c)	Nee	2500	125	4050	0,122
Borssele 2016	Ja	3400	125	4000	0,152
(locaties a, b)	Nee	2600	125	4100	0,125
Borssele (gemiddeld)	Ja	-	-	3950	0,151
	Nee	-	-	4100	0,124



Het basisbedrag voor Borssele ligt rond 0,123 €/kWh, waarbij de windparken aangesloten worden op een stopcontact op zee. Borssele is, zoals ook blijkt uit de tabellen 2 en 3, een wat duurdere locatie dan de Hollandse kust. Deels heeft dit te maken met de nabije ligging van de Belgische windparken, die leiden tot ca. 4% minder elektriciteitsproductie doordat ze wind afvangen. Maar ook waterdiepte en vaarafstanden zijn ongunstiger.

Tabel 4: Resultaten deelgebied Zuid-Hollandse kust

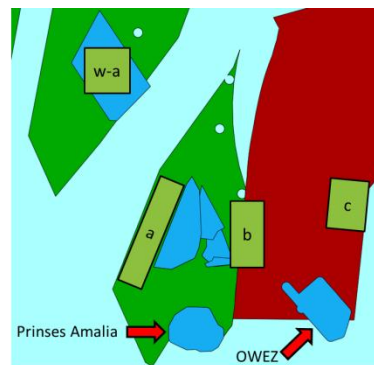
Windpark	Netaan- sluiting	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW·a)	VLU (h/a)	Basis- bedrag (€/kWh)
Zuid-Holland	Ja	3000	125	4100	0,134
2017 (locatie c)	Nee	2500	125	4200	0,117
Zuid-Holland	Ja	2900	120	4100	0,132
2018 (locatie b)	Nee	2500	125	4200	0,115
Zuid-Holland	Ja	-	-	4100	0,133
(gemiddeld)	Nee	-	-	4200	0,116



Voor de Zuid-Hollandse kust staan de kosten getoond voor gebieden waarvoor in 2017 en in 2018 een tender zal worden uitgeschreven. De kostenberekening heeft echter betrekking op de situatie waarbij men in 2015 SDE+ aanvraagt. Kostendalingen (of –stijgingen) tussen 2015 en 2017/2018 zijn niet verrekend in bovenstaande cijfers.

Tabel 5: Resultaten deelgebied Noord-Hollandse kust

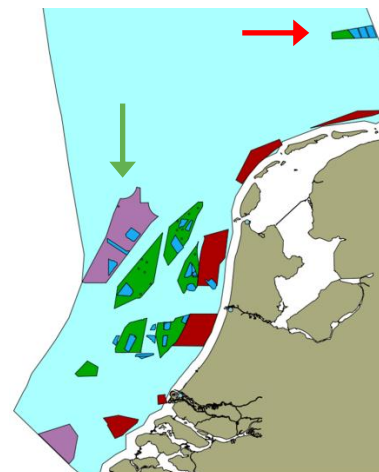
Windpark	Netaan- sluiting	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW·a)	VLU (h/a)	Basis- bedrag (€/kWh)
Noord-Holland	Ja	3100	125	4200	0,136
2019 (loc. a, b)	Nee	2600	125	4300	0,117
Noord-Holland	Ja	-	-	4200	0,136
(gemiddeld)	Nee	-	-	4300	0,117



De kosten voor windparken voor de Noord-Hollandse kust zijn sterk vergelijkbaar met die voor de Zuid-Hollandse kust en behoren tot de goedkoopste gebieden binnen Nederland om windparken op zee te bouwen.

Tabel 6: Resultaten deelgebieden IJmuiden-ver en Boven de Wadden

Zeelocatie	Netaan- sluiting	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW·a)	VLU (h/a)	Basis- bedrag (€/kWh)
IJmuiden-ver (zie groene pijl)	Ja	3700	130	4200	0,157
	Nee	2800	135	4400	0,124
Boven de Wadden (zie rode pijl)	Ja	3800	135	4400	0,155
	Nee	2900	140	4550	0,123



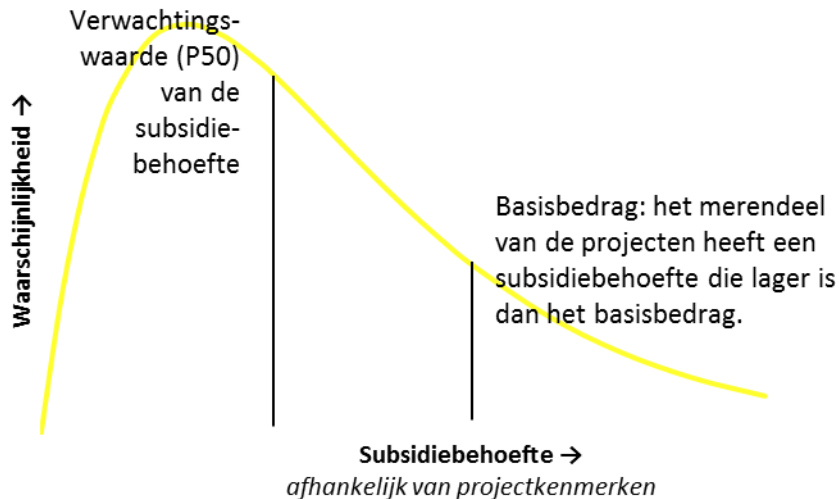
In IJmuiden-ver is veel ruimte beschikbaar voor verdere uitrol van wind op zee. Zeker vergeleken met de gebieden voor de Hollandse kust, zijn de kosten relatief hoog. Boven de Wadden is beperkt ruimte beschikbaar tegen eveneens relatief hoge kosten.

Onzekerheid

De kostenmodellering kent diverse onzekerheden. Er is geen kwantitatieve gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op de getoonde resultaten. Wel kan op basis van de gevoerde consultatiegesprekken en expert judgement een kwalitatief beeld gecreëerd worden van de onzekerheden in de subsidiebehoefte.

Basisbedrag en tenderbedrag

De opdracht aan ECN luidt om een basisbedrag voor wind op zee te berekenen. Dit basisbedrag is een maat voor de subsidiebehoefte. Het basisbedrag dat ECN berekent zou het merendeel van de projectinitiatieven in staat moeten stellen om een rendabele business case op te bouwen. Omdat iedere projectinitiatief zijn unieke eigenschappen heeft, ontstaat er een spreiding in subsidiebehoefte – ook al hebben alle initiatieven betrekking op het bouwen van een windpark op de zeelocatie Borssele. Dit wordt bijvoorbeeld veroorzaakt doordat ontwerpkeuzes verschillen, de projectopzet varieert of de kapitaalverstrekkers anders zijn. De onderstaande figuur illustreert de mogelijke spreiding in subsidiebehoefte vanwege een verscheidenheid aan projectkenmerken.



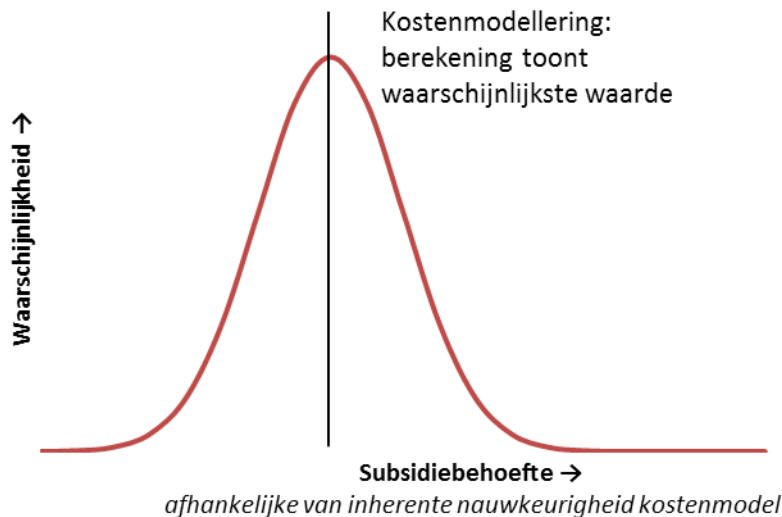
Figuur 1: Conceptuele illustratie van de onzekerheid in subsidiebehoefte, afhankelijk van projectkenmerken. De gekozen parameterwaarden in deze waarschijnlijkheidsverdeling zijn arbitrair gekozen.

De bovenstaande figuur toont een scheve verdeling waarbij de kans dat een project goedkoper is dan het gemiddelde (zie linkerkant van de grafiek) groter is, dan de kans dat een project duurder is dan het gemiddelde (zie rechterkant van de grafiek). Omdat voor wind op zee een specifieke locatie getenderd wordt, zijn fysieke verschillen van de locatie niet onderscheidend – dat verkleint in beginsel de spreiding in subsidiebehoefte. De projectkenmerken kunnen dan ook in grote mate door de initiatiefnemers zelf bepaald worden. In een ontwikkelde, competitieve markt zullen de meeste gunstige keuzes in alle projectinitiatieven vergelijkbaar uitvallen, waardoor het moeilijk is om een groot kostenvoordeel op de concurrenten te behalen. Daarentegen blijft het mogelijk om ongunstige keuzes te maken, waarbij gemakkelijk veel hogere subsidiebehoefte kan ontstaan. Hierdoor ontstaat een scheve verdeling in de subsidiebehoefte, zoals getoond in bovenstaande figuur.

De biedingen in een tender hoeven deze curve van de subsidiebehoefte niet te volgen. Door strategisch gedrag kunnen de daadwerkelijke biedingen zowel hoger als lager uitvallen dan de berekende subsidiebehoefte. Wel ligt het in de lijn der verwachtingen dat bij een goed werkende tender en een goed uitgevoerde kostenberekening voor het basisbedrag, het winnende tenderbod lager ligt dan het berekend basisbedrag.

Kostenmodellering

Voor de kostenmodellering maakt ECN gebruik van een vereenvoudigd kostenmodel. ECN ontwerpt binnen deze opdracht geen park om daar de kosten van te berekenen. ECN maakt op basis van empirische relaties – tussen bijvoorbeeld investeringskosten en waterdiepte of tussen onderhoudskosten en vaarafstand – een kostenberekening. Ook de modellering van de cashflow bevat een aantal generalisaties. Hierdoor ontstaat een onnauwkeurigheid in de uitkomst die in beginsel symmetrisch van aard is, zoals onderstaande figuur illustreert.



Figuur 2: Conceptuele illustratie van de onzekerheid in subsidiebehoefte, ontstaan door vereenvoudigingen in de modelberekening. De gekozen parameterwaardes in deze waarschijnlijkheidsverdeling zijn arbitrair gekozen.

Externe factoren

De subsidiebehoefte is door ECN berekend voor de situatie dat men in 2015 een SDE+-vergoeding zou aanvragen voor een wind-op-zeeproject dat in 2020 volledig in productie zal gaan. De investeringsbeslissing zou dan rond 2017 genomen moeten zijn. De werkelijke uitgaven vinden hoofdzakelijk daarna pas plaats. De tijdsperiode tussen aanvraag van de SDE+-vergoeding en de werkelijke uitgaven is aanzienlijk. Externe factoren die ertoe kunnen leiden dat de kosten in 2017 anders zijn dan in 2015 zijn onder andere olieprijsen, staalprijsen, economische groei en internationale vraag naar offshore-windturbines. Veel van deze externe factoren zijn in 2015 gunstig, dus relatief lage staalprijsen, een geringe tot gezonde economische groei en een hanteerbare vraag naar offshore-windturbines. Gunstigere condities dan de huidige omstandigheden zijn minder waarschijnlijk dan ongunstigere condities. De externe factoren leiden daardoor tot een scheve waarschijnlijkheidsverdeling, zie onderstaande figuur.



Figuur 3: conceptuele illustratie van de onzekerheid in subsidiebehoefte, ontstaan door externe factoren. De gekozen parameterwaardes in deze waarschijnlijkheidsverdeling zijn arbitrair gekozen.

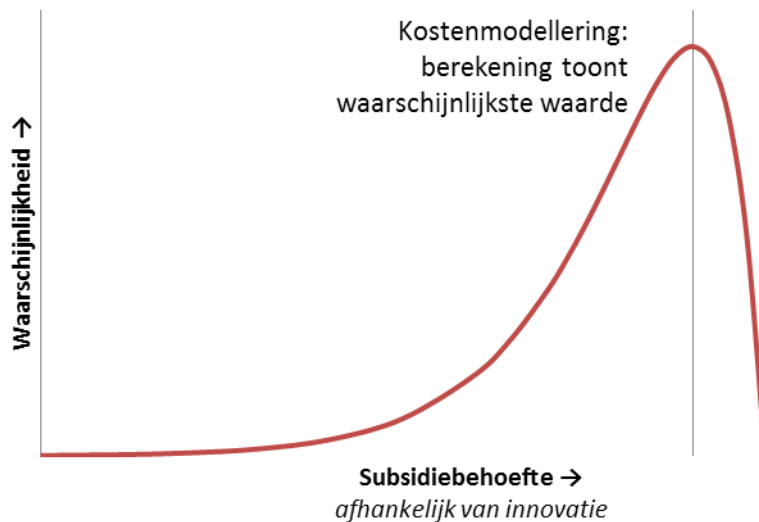
Innovatie

Er vinden veel ontwikkelingen plaats in de wind-op-zeesector. Enkele voorbeelden zijn dat de vermogens van de windturbines groter worden, de rotordiameters toenemen, en dat voor de funderingen monopiles bij grotere waterdieptes kunnen worden toegepast. Ook aan de kant van risicobeheer en de daaraan gekoppelde kapitaalslasten worden stappen gezet naar het rendabeler maken van windprojecten. Tevens is in het afgelopen jaar besloten om de windparken op zee door de beheerder van het hoogspanningsnet TenneT op gecoördineerde wijze te laten aansluiten op het elektriciteitsnet.

Deze ontwikkelingen hebben bijgedragen aan het verlagen van de kostprijs van windenergie. Uit de richting van de ontwikkelingen kan worden verondersteld tot ook in de toekomst van de kosten van wind op zee verder omlaag zullen gaan. Tegelijk zijn er kanttekeningen te plaatsen bij het incalculeren van toekomstige kostenvoordelen ten gevolge van innovaties die nog niet of weinig zijn toegepast. Zo zijn windturbines van 4 MW tot 6 MW gangbaar. Wellicht zorgen windturbines van 8 MW tot 10 MW voor een lagere kWh-prijs van windenergie op zee, maar deze turbines zullen eerst een *track record* moeten behalen, waardoor ze een plek op de turbinemarkt kunnen veroveren. Daardoor is de prijsstelling van dergelijke turbines in 2015 slechts een indicatie van de prijzen ervan over enkele jaren. Kostenvoordelen die in theorie te behalen zijn bij het toepassing van 66 kV interne netspanning (in tegenstelling tot de huidige gangbare spanning van 33 kV) zijn juist op langere termijn zekerder dan op korte termijn.

Op langere termijn zijn er voldoende aanwijzingen dat de kostprijs van wind op zee aanzienlijk kan dalen door innovatie. In de advisering voor de SDE+-tender Borssele 2015 kiest ECN echter voor een behoedzamere kostenmodellering, omdat het maar zeer de vraag is of de toekomstige innovatiekostenvoordelen al kunnen leiden tot lagere projectkosten voor projecten die in 2015 SDE+ aanvragen. De waarschijnlijkheidsverdeling van de subsidiebehoefte voor wind-op-zeeprojecten, die

ontstaat ten gevolge van innovaties, staat in onderstaande figuur. Innovaties zullen naar alle waarschijnlijkheid leiden tot een lagere subsidiebehoefte op langere termijn, maar zijn voor 2015 nog geen vanzelfsprekendheid.



Figuur 4: conceptuele illustratie van de onzekerheid in subsidiebehoefte, ontstaan door toekomstige innovaties. De gekozen parameterwaarden in deze waarschijnlijkheidsverdeling zijn arbitrair gekozen.

In deze kwalitatieve gevoeligheidsanalyse zijn vier factoren benoemd. Figuur 2 illustreert dat door externe factoren de kans groter is dat de subsidiebehoefte hoger uitvalt dan lager. Figuur 3 geeft aan dat iedere modelberekening een mate van onnauwkeurigheid bevat. Figuur 2 en 3 zijn dominant voor de onzekerheid in de subsidiebehoefte op korte termijn. Op langere termijn zijn er voordelen te behalen uit innovatie. Innovatie biedt hierbij kansen, geen zekerheden. Figuur 2, 3 en 4 zijn bepalend voor de onzekerheid in de subsidiebehoefte op langer termijn.

De resultante van deze kwalitatieve gevoeligheidsanalyse is dat de onzekerheid in subsidiebehoefte op korte termijn (Borssele 2015) ongelijk verdeeld is: de kans dat de subsidiebehoefte aanmerkelijk meer is dan berekend, is groter dan de kans dat de subsidiebehoefte aanmerkelijker kleiner is dan berekend. Wel valt hierbij op te merken dat conform onderzoeksopdracht de subsidieverstrekking op basis van het berekende basisbedrag hoger is, dan de waarschijnlijkste subsidiebehoefte van een windpark op zeelocatie Borssele (zie Figuur 1).

Correctiebedrag en basisprijs

Het ministerie van Economische Zaken heeft ECN gevraagd om ook het correctiebedrag en de basisprijs voor wind op zee te berekenen. Het correctiebedrag is een maat voor de marktprijs van de elektriciteit uit windparken op zee, de basisprijs is de laagste elektriciteitsprijs tot waar de SDE+-regeling de volledige onrendabele top afdekt. Komt de elektriciteitsprijs onder de basisprijs, dan zal de SDE+ niet meer de gehele onrendabele top vergoeden.

Deze berekeningen kennen een vaste formule, waarbij het correctiebedrag bestaat uit de (huidige)elektriciteitsprijs vermenigvuldigd met een factor voor huidige profiel- en onbalanskosten. De basisprijs bestaat uit een langetermijnelektriciteitsprijs vermenigvuldigd met een factor voor toekomstige profiel- en onbalanskosten en vermenigvuldigd met een factor 2/3:

- Correctiebedrag = profiel&onbalansfactor_{huidig} x elektriciteitsprijs_{huidig}
- Basisprijs = profiel&onbalansfactor_{langetermijn} x elektriciteitsprijs_{langetermijn} x 2/3.

Voor het correctiebedrag ten behoeve van de bevoorschotting 2016 is opgedragen om uit te gaan van de gerealiseerde gemiddelde elektriciteitsprijs over de periode 1 mei 2014 tot en met 30 april 2015. Voor de basisprijs is opgedragen om uit te gaan van de projecties van de elektriciteitsprijs zoals beschreven in de Nationale Energieverkenning 2014.

De marktindex (APX) gemiddeld over de periode 1 mei 2014 tot en met 30 april 2015 bedraagt 0,041271 €/kWh. Voor de profiel- en onbalansfactor van windenergie wordt gebruik gemaakt van de berekende waarde voor windenergie zoals gebruikt bij de definitieve correctiebedragen 2014: 0,913 €/kWh. Deze waarde is evenwel berekend op werkelijke data van wind-op-landprojecten. De kosten zijn echter locatiespecifiek, waarbij er verschillen kunnen bestaan tussen profiel- en onbalanskosten van windparken op land, van een windpark in gebied Borssele, die van de twee bestaande windparken en die van een windpark noord van de Waddeneilanden. Voor de basisprijs geldt een langetermijnelektriciteitsprijs van 54 €/MWh. De profiel- en onbalansfactor voor de komende jaren bedraagt 0,810 €/kWh.

Onderstaande tabel geeft de berekeningen weer van correctiebedrag en basisprijs.

Tabel 7: Berekeningen correctiebedrag en basisprijs

Parameter	Berekeningswijze
Correctiebedrag (formule)	profiel&onbalansfactor _{huidig} x elektriciteitsprijs _{huidig}
Correctiebedrag (berekening)	0,913 x 0,041271 = 0,037681 €/kWh
Basisprijs (formule)	profiel&onbalansfactor _{langetermijn} x elektriciteitsprijs _{langetermijn} x 2/3
Basisprijs (berekening)	0,810 x 0,0544 x 2/3 = 0,029 €/kWh

Hoewel de informatie in deze notitie afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.