

Notitie	Subsidie-aanvragen 950 MW tender (openbaar)	
Aan	Ed Buddenbaum	EZ
	Herman Bijmans	EZ
	Mariëlle Homans	EZ
Kopie aan		
Van	Sander Lensink	ECN
	Joost van Stralen	ECN
	André Wakker	ECN

Samenvatting

Van de initiatieven die beogen mee te dingen naar de 950 MW tender wind op zee, zijn 16 initiatieven onderzocht op productiekosten. De gewogen gemiddelde productiekosten¹ voor deze parken ligt op 17,5 €/kWh. Het park met het laagste kosten zit op 16,4 €/kWh, de hoogste kosten liggen op 18,4 €/kWh. In deze kosten is de correctie door afstandscompensatie niet meegenomen. Dit zijn resultaten van modelberekeningen; cijfers van individuele initiatieven hoeven niet te corresponderen met de inzichten van de initiatiefnemer aangaande dat specifieke park.

Het ongewogen gemiddelde aantal vollasturen ligt op 3650 uur/jaar, met een spreiding tussen 3300 en 4000 uur per jaar. De inschatting van verwachte productiekosten is ca. 2 €/kWh hoger dan de inschatting van een half jaar geleden (Lensink *et al.*, 2009a). Deze stijging wordt voornamelijk veroorzaakt door recentere inzichten in turbinekosten (incl. installatie), kosten van elektrische bekabeling, en onderhouds- en bedieningskosten (O&M-kosten).

De eerdere inschatting was gebaseerd op inzicht van kennisinstututen en universiteiten, niet op directe marktinformatie. Aangezien de marktpartijen offshore-kosteninformatie afschermen van het publieke domein, is er een tijdsvertraging tussen het kosteninzicht van de markt en dat bij kennisinstututen en marktpartijen. Deze notitie maakt gebruik van direct door marktpartijen aangedragen kosteninformatie. De afgelopen jaren zagen 'tot zover onze waarnemingen gaan' een gestage stijging van de kosten voor offshore windparken, en deze stijging is dan ook terug te vinden in het verschil tussen deze notitie en de voorgaande. Doordat deze notitie evenwel gebruik maakt van directe marktinformatie, is de robuustheid van de kosteninschatting sterk toegenomen. De uitkomsten van deze notitie zijn tevens *reviewed* door Fraunhofer ISI, en aannemelijk bevonden.

Indien een afstandsstaffel wordt toegepast in de weging binnen de tender, is geadviseerd om de afstandsstaffel te baseren op afstand tot het aansluitpunt (Lensink *et al.*, 2009a). De staffel loopt van 0,0000 €/kWh bij een afstand kleiner dan of gelijk aan 25 km tot 0,01625 €/kWh bij een afstand groter dan 85 km. De staffel wordt daarbij iedere 5 km incrementeel verhoogd met 0,00125 €/kWh.

¹ De productiekosten in deze notitie zijn in opzet gelijk aan het basisbedrag bij andere categorieën in de SDE-regeling, transactiekosten en basisprijspremie zijn hierin wel meegenomen, onbalans- en profielkosten niet.

1. Vraagstelling

Het Ministerie van Economische Zaken heeft advies gevraagd over de kosten van offshore windparken waarvoor een vergunning is aangevraagd teneinde mee te mogen bieden bij de 950 MW tender. Hiertoe wordt voor de parken een kostenoverzicht gevraagd, dat uitgesplitst is naar in ieder geval de componenten turbine, fundering, elektrische infrastructuur en opzet/bouw/onderhoud. Speciale aandacht wordt gevraagd voor de kosten van de exportkabel(s). Een eventuele afstandscorrectie dient de kabelkosten van deze aansluiting, en enkel deze kosten, zo goed mogelijk te egaliseren tussen de initiatieven. Het ministerie heeft ook advies gevraagd over een voorstel tot afstandstaffel. Tevens wordt advies gevraagd over het aantal vollasturen waarmee gerekend kan worden ten behoeve van bepaling van de te verwachten kasuitgaven.

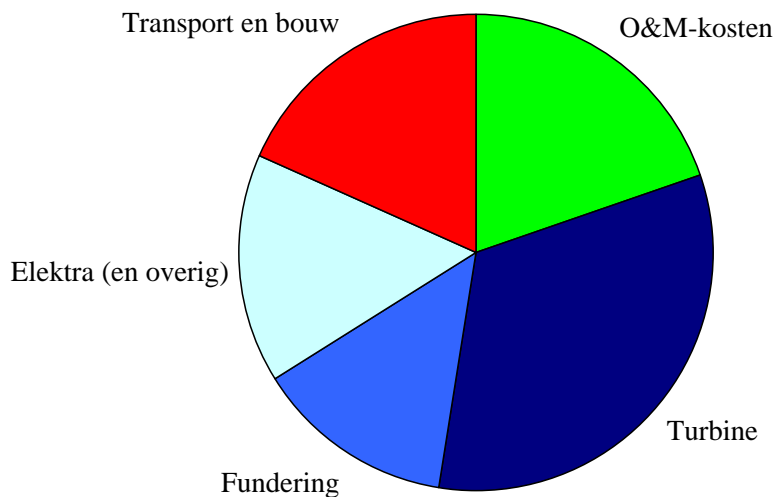
Deze notitie is een openbare versie van (Lensink *et al.*, 2009b) en bevat een herijking van de kosteninschattingen voor ontwikkeling van windparken op zee. De notitie kan gezien worden als een update van notitie (Lensink *et al.*, 2009a). Notities (Lensink *et al.*, 2009a) en (Lensink *et al.*, 2009b) bevatten concurrentiegevoelige marktinformatie en worden daarom niet openbaar gemaakt.

2. Werkwijze

In het najaar van 2008 zijn nationale en internationale deskundigen benaderd om hun inzicht te delen over de technologie- en kostenontwikkeling bij wind op zee. Van deze inzichten is gebruik gemaakt bij het vormgeven van een nieuw kostenmodel wind op zee. Met behulp van dit model zijn 16 parken doorgerekend, en de resultaten zijn gepresenteerd in (Lensink *et al.*, 2009a). De onderliggende inzichten zijn in de eerste helft van 2009 besproken met verschillende marktpartijen. Op basis van deze gesprekken is het kostenmodel nader geijkt voor de Nederlandse situatie. De resultaten van deze herijking staan in deze notitie. De parken verschillen van elkaar in de volgende parameters: windsnelheid, waterdiepte, kabellengte, afstand tot aansluitpunt en vermogen. Het model bepaalt de laagste-kostenconfiguratie van turbinetype en fundering. Deze configuratie hoeft niet overeen te komen met de door de ontwikkelaar beoogde opzet. Gedetailleerder onderzoek van de locatie, bekendheid van ontwikkelaars met leveranciers en technieken, en een andere risico-inschatting kunnen ten grondslag liggen aan verschillen in keuzes tussen berekening en ontwerp. Met betrekking tot de heibeperkingen die in de afgegeven vergunningen zijn opgenomen, is aangenomen dat deze beperkingen niet leiden tot diskwalificatie van de monopile-funderingen. Wel is generiek met een langere bouwtijd van de windparken gerekend van twee jaar.

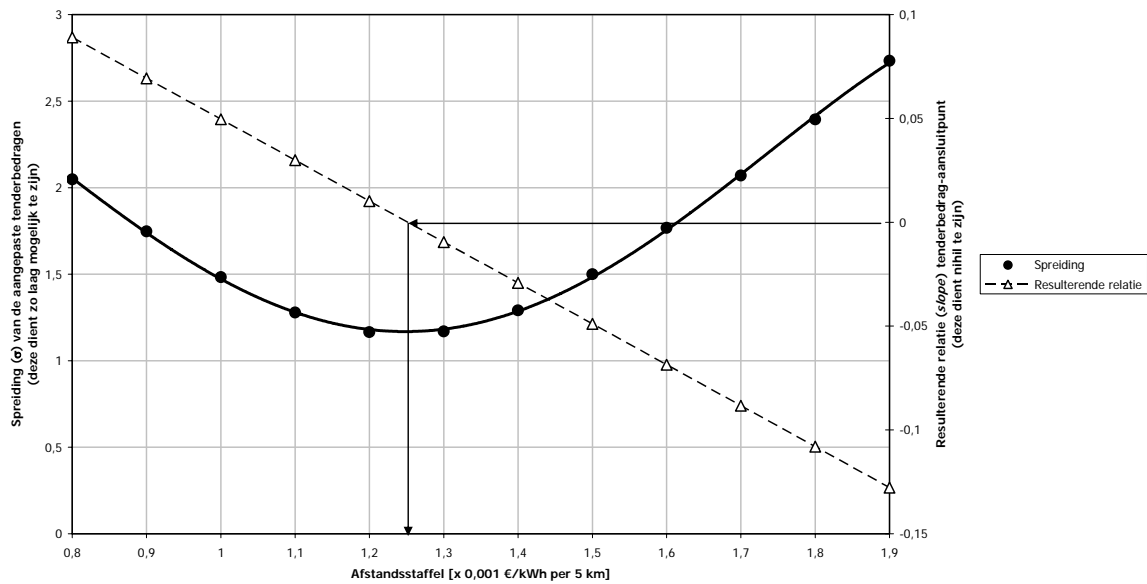
3. Productiekosten van windparken op zee, inclusief netaansluiting

De verwachte productiekosten kennen een spreiding tussen 16,4 en 18,4 €/kWh. Het gewogen gemiddelde ligt bij 17,5 €/kWh met 3650 vollasturen. Voor de kleinste en grootste parken (in MW) is er een klein schaafeffect op turbineprijzen. Kosten voor fundering hangen voornamelijk af van de diepte en het gewicht van de turbine. ‘Elektra’ omvat zowel de elektrische infrastructuur binnen het park en het transformatorstation als de kabel(s) naar de kust. ‘Transport en bouw’ omvat transport en installatie van alle componenten. Onderhoud is ten behoeve van de herijking nauwkeuriger gemodelleerd. In (Lensink *et al.*, 2009a) was deze nog voor alle parken gelijk verondersteld. Zie Figuur 1 voor een onderverdeling van de totale kosten in deze kostencomponenten. Het aantal vollasturen is een maat voor de netto ingevoede stroom op het elektriciteitsnet. De windsnelheid (bepaald aan de hand van de ECN-windatlas) is hierop van grote invloed, maar ook productieverlies ten gevolge van storing, onderhoud of kabelbreuk is hierin verrekend. Ook eventuele uitval van de kabel is dus verrekend in het aantal vollasturen. Het is niet als kostenpost bij ‘elektra’ opgenomen.



Figuur 1 *Verdeling van de productiekosten over de kostencomponenten*

Opvallend is dat van de zeven parken die volgens de berekening de laagste productiekosten zouden hebben, er zes medio juli 2009 geen vergunning hebben gekregen. De parken kunnen op kosten gegroepeerd worden in twee ‘clusters’: parken met productiekosten onder de 17,0 €/kWh, en parken met productiekosten boven de 17,5 €/kWh. Van het goedkoopste cluster heeft 300 MW een vergunning medio juli 2009.



Figuur 3 Analyse van de optimale afstandsstaffel

De werkelijke productiekosten van de initiatiefparken kennen meer factoren die direct of indirect afhankelijk zijn van de afstand tot het aansluitpunt (of afstand tot de kust). Te denken valt aan relaties met betrekking tot waterdiepte, windsnelheid of afstand tot de kust (en dus afstand tot aansluitpunt). De relatie tussen de berekende productiekosten van de initiatiefparken, en hun afstand tot een aansluitpunt, hoeft dan ook niet sterk te zijn. Hierdoor zullen de berekende productiekosten voor de initiatiefparken ook niet bij elkaar in de buurt liggen na correctie met de afstandsstaffel.

Een afstandsstaffel die puur gericht is op compensatie van de kabelkosten, kan leiden tot bevoor- of benadeling van ver weg gelegen parken. Op zichzelf beschouwd is deze bevoordeling niet in strijd met het principe van afstandcompensatie: in de adviesvraag wordt expliciet gevraagd om compensatie van kabelkosten. Mogelijk zijn de voordelen van een locatie verder op zee (met name hogere windsnelheid) groter dan de nadelen (grotere waterdiepte, grotere afstand tot de kust), of juist kleiner. Tegelijkertijd dient hier een kanttekening bij gemaakt te worden. Op basis van de *expert review* die in het najaar van 2008 is uitgevoerd, blijkt dat een optimale onderhoudsstrategie de inzet vraagt van hotelboten of vaste onderhoudsvoorzieningen bij een afstand van meer dan 50 kilometer uit de kust. Een dergelijke strategie maakt de onderhoudskosten niet of nauwelijks meer afhankelijk van de afstand tot de kust. In de gesprekken met marktpartijen die in 2009 zijn gehouden, blijkt echter dat deze ‘afstandsonafhankelijke onderhoudsstrategie’ nog geen uitgemaakte zaak is. Het is heel goed mogelijk dat - op grond van beschikbare faciliteiten (hotelboten) en op grond van onderhoudservaringen (risico-inschatting door financiers) - toch gekozen wordt voor onderhoud vanaf de wal. Hierdoor zullen de onderhoudskosten wel degelijk toenemen met toenemende afstand tot de kust.

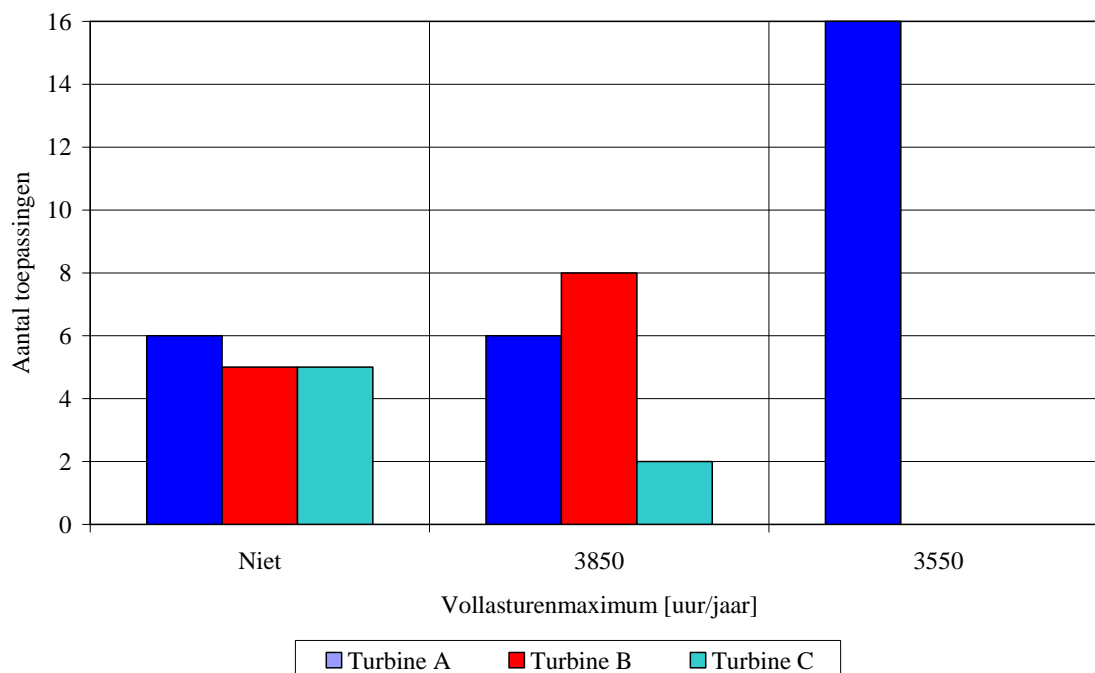
Tabel 1 geeft de resumerende afstandsstaffel. Het uitgangspunt om enkel de kosten van de exportkabel, en de elektrische verliezen in de kabel te beschouwen, maakt naar inzien van ECN dat de geadviseerde staffel de *ondergrens* aangeeft van de kabelkosten. De markt schaart soms meer kosten hieronder, zoals verzekeringskosten tegen kabelbreuk. Kabelbreuk is echter in de verwachte productie (vollanduren) meegenomen, omdat in geval van kabelbreuk geen elektriciteit aan het net geleverd kan worden, en dus geen SDE-vergoeding ontvangen kan worden.

Tabel 1 *Geadviseerde afstandsstaffel*

Afstand van de productie-installatie tot het aansluitpunt	Correctie op het tenderbedrag [€/kWh]
Kleiner dan of gelijk aan 25 km	€0,00000
Groter dan 25 km, en kleiner dan of gelijk aan 30 km	€0,00125
Groter dan 30 km, en kleiner dan of gelijk aan 35 km	€0,00250
Groter dan 35 km, en kleiner dan of gelijk aan 40 km	€0,00375
Groter dan 40 km, en kleiner dan of gelijk aan 45 km	€0,00500
Groter dan 45 km, en kleiner dan of gelijk aan 50 km	€0,00625
Groter dan 50 km, en kleiner dan of gelijk aan 55 km	€0,00750
Groter dan 55 km, en kleiner dan of gelijk aan 60 km	€0,00875
Groter dan 60 km, en kleiner dan of gelijk aan 65 km	€0,01000
Groter dan 65 km, en kleiner dan of gelijk aan 70 km	€0,01125
Groter dan 70 km, en kleiner dan of gelijk aan 75 km	€0,01250
Groter dan 75 km, en kleiner dan of gelijk aan 80 km	€0,01375
Groter dan 80 km, en kleiner dan of gelijk aan 85 km	€0,01500
Groter dan 85 km	€0,01625

5. Overwegingen ten aanzien van vollasturen

Er bestaat een afweging tussen ontwerpen met een hoge elektriciteitsproductie en hoge kosten (investerings- en/of O&M-kosten). Uiteindelijk streeft de initiatiefnemer naar zo laag mogelijke productiekosten in €/kWh. Verwacht wordt dat parken verder uit de kust, meer vollasturen zullen halen. Dit wordt deels verklaard door een hogere windsnelheid verder uit de kust, en deels door een keuze voor robuustere technologie, en wel in een verhouding 1:2. Het streven naar zo laag mogelijke productiekosten kan zo goed mogelijk geaccommodeerd worden door de initiatiefnemer zo veel mogelijk vrijheid te laten. Bij het instellen van een maximum aantal vollasturen waarover SDE-vergoeding verstrekt zal worden, zal de initiatiefnemer minder vrijheid ervaren in - vooral - zijn turbinekeuze. Figuur 4 laat dit zien.



Figuur 4 *Toegepaste turbines in rekenmodel, afhankelijk van vollasturenmaximum*

De invloed van een hoog vollasturenmaximum (3850 uur/jaar) is beperkt. In de berekeningen wordt slechts bij een drietal parken gekozen voor een andere turbine: turbinetype B in plaats van turbinetype C. De gemiddelde productiekosten over de 16 initiatiefparken stijgt, door deze inperking van ontwerprijheid, van 17,47 €/kWh naar 17,48 €/kWh. Bij een strakker maximum van 3550 uur/jaar, zal de turbinemarkt binnen de tender volledig bediend worden door één turbinetype. Los van eventuele gevolgen voor de contractonderhandelingen, leidt dit tot een stijging van de gemiddelde productiekosten met 0,2 €/kWh tot 17,67 €/kWh.

Referenties

Lensink, S.M., A. Wakker (2009a): *Kosten 450 MW tender*, ECN-BS--09-006, Petten, 19 februari 2009.

Lensink, S.M., J. van Stralen, A. Wakker (2009b): *Subsidie-aanvragen 950 MW tender*, ECN-BS--09-018, Petten, 21 augustus 2009.