

Kosten wind op zee 2015, bevindingen na marktconsultatie

Sander Lensink

Petten
17 april 2015

Toelichting

- ECN heeft conceptberekeningen gemaakt over de kosten van wind op zee in Nederland in 2015. Deze staan gepubliceerd in notitie ECN-N--15-003. In februari en begin maart zijn consultatiegesprekken gevoerd met uitgenodigde marktpartijen. In deze presentatie wordt getoond op welke wijze de inbreng uit de consultatie geleid heeft tot aanpassingen in de kostenberekeningen.

Algemeen beeld marktconsultatie (1/2)

- Oordeel over conceptberekeningen:
 - Basisbedragen waren generiek iets te laag
 - Investeringskosten (CAPEX) waren generiek veel te laag
 - Onderhoudskosten (OPEX) waren generiek iets te laag
 - Uiteenlopende opvattingen over netaansluitingskosten
- Bereidheid van marktpartijen voor medewerking was wisselend:
 - Sommige partijen hadden enkel behoefte aan gedachtenuitwisseling over proces en risico's.
 - Sommige partijen bleken niet in staat of niet genegen om statements te onderbouwen.
 - Sommige partijen leverden onderbouwde doch niet verifieerbare cijfers aan.
 - Sommige partijen leverden verifieerbare cijfers aan.

Algemeen beeld marktconsultatie (2/2)

- Geconsulteerde partijen kunnen slechts met grove indicaties de kosten voor toekomstige windparken berekenen.
- Locatie-specifieke gegevens (bijv. windsnelheid, bodemgesteldheid) zijn niet op tijd beschikbaar voor deze consultatie.
- Beperking van risico's in toekomstige wet- en regelgeving is nog niet vastgesteld (bijv. financiële compensatie bij uitval van netaansluiting).
- Tijdsrisico bestaat tussen het moment van bieden (najaar 2015/voorjaar 2016) en het moment van de investeringsbeslissing.
- Historische kosten bieden moeilijk vergelijkingsmateriaal: de eigenschappen van de locaties en van een project kunnen verschillen, de recente kostenontwikkelingen van wind op zee zijn virulent.

Aanpassingen (CAPEX turbines)

- Concept gebruikte een tegenwoordig incourant turbinetype.
- Berekening hanteert nu turbines van 3 tot 5 MW.
- Effect: investeringskosten ++, vollasturen +.

- Toekomstige turbines zullen van 6 tot 10 MW-klasse zijn.
- 8 MW-klasse is commercieel beschikbaar en financierbaar.

- *Power density* (W/m^2) van 8 MW is iets minder dan van 4 MW. Prijs in €/kW is haast gelijk.

Aanpassingen (CAPEX fundering)

- Effect grotere turbines:
 - Per turbine hogere kosten, maar minder turbines per park.
- Door grotere turbines kunnen funderingskosten (€/kW) lager uitvallen.
- Effect investeringskosten 0/-
- Verschil tussen funderingskosten Borssele2015 en Borssele2016 is te groot, mogelijk veroorzaakt door zandbanken bij Borssele2015:
 - waterdiepte voor “Borssele c” is aangepast (van 18 naar 24 meter).
- ECN-model lijkt een te grote gevoeligheid voor waterdiepte te hebben:
 - Te lage kosten bij waterdiepte < 20 meter
 - Te hoge kosten bij waterdiepte 25-35 meter

Aanpassingen (CAPEX kabels)

- **Bekabeling binnen park:**
 - Kosten 66 kV versus 33 kV: consultatie 15% kostenreductie loopt bij TenneT
 - 66 kV op lange termijn goedkoper, maar kostenreductie voor Borssele2015 twijfelachtig
 - Kosten afhankelijk van locatie van het TenneT-onderstation
- **Netaansluiting (onderstations, exportkabel)**
 - Geen eenduidige reactie uit de markt ontvangen
 - Netaansluitingskosten door ECN aangepast mede op basis van review door DNV GL

Aanpassingen (CAPEX-besteding)

- CAPEX-besteding was 50% in jaar 0 en 50% in jaar 1.
- Elektriciteitsproductie startte 50% in jaar 1 en 50% in jaar 2.
- CAPEX-besteding is 15% in jaar -1, 35% in jaar 0 en 50% in jaar 1.
- Elektriciteitsproductie start 50% in jaar 1 en 50% in jaar 2.

Aanpassingen (Financiering)

- Projectfinanciering is in recente jaren een reële optie geworden.
- Verschuiven van risico's:
 - Lagere financieringskosten
 - Hogere CAPEX
- Aandeel vreemd vermogen gestegen van 65% naar 70%.
- Input voor CAPEX is gedefinieerd naar projectfinanciering.
- Rente conform generieke SDE+-berekeningen verlaagd van 6% naar 5,5%.
- Groenfinanciering was en is niet meegenomen.
- Projectfinanciering uitgelegd op 15 jaar. Project produceert 20 jaar. Voor de jaren 16-20 is elektriciteitsverkoop cf. prijspad NEV2014 aangenomen (incl. verwachte kosten voor profiel en onbalans).

Aanpassingen (O&M en overig)

- Onderhoudskosten zijn verhoogd in twee aspecten:
 - Andere turbineklasse heeft hogere onderhoudskosten
 - Onderhoudskosten nemen toe in de tijd
- Onderhoudskosten variëren tussen 125 €/kW (Hollandse kust) tot 135 €/kW (boven de Wadden), bij start van het project.
- Vollasturen:
 - Cijfers van marktpartijen m.b.t. verwachtingen bij Borssele lopen uiteen
 - Onzekerheid lijkt te zitten in verwachte zogeffecten
 - Voor zogeffecten *tussen* parken wordt voor Borssele met additioneel +4% gerekend.

Resultaten Borssele

- Borssele 2015 (“Borssele c”) – prijspeil 2015
 - Concept: 146 €/MWh met net, 123 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 148 €/MWh (ca. 3950 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 121 €/MWh (ca. 4100 vollasturen)

- Borssele 2016 (“Borssele a” en “Borssele b”) – prijspeil 2015
 - Concept: 155 €/MWh met net, 134 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 152 €/MWh (ca. 4000 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 125 €/MWh (ca. 4100 vollasturen)

- Gemiddeld basisbedrag Borssele (50% Borssele 2015, 50% Borssele 2016):
150 €/MWh in 2015 inclusief net, 123 €/MWh exclusief net.

Resultaten Zuid-Hollandse kust

- Zuid-Holland 2017 (“ZH-o-c”) – prijspeil 2015
 - Concept: 145 €/MWh met net, 129 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 134 €/MWh (ca. 4100 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 117 €/MWh (ca. 4200 vollasturen)

- Zuid-Holland 2018 (“ZH-o-b”) – prijspeil 2015
 - Concept: 143 €/MWh met net, 127 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 132 €/MWh (ca. 4100 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 115 €/MWh (ca. 4200 vollasturen)

- Gemiddeld basisbedrag Zuid-Hollandse kust:
133 €/MWh in 2015 inclusief net, 116 €/MWh exclusief net.

Resultaten Noord-Hollandse kust

- Noord-Holland 2019 (“NH-o-a” en “NH-o-b”) – prijspeil 2015
 - Concept: 146 €/MWh met net, 130 €/MWh zonder net.
 - Met netaansluiting: 136 €/MWh (ca. 4200 vollasturen)
 - Zonder netaansluiting: 117 €/MWh (ca. 4300 vollasturen)
-
- Gemiddeld basisbedrag Noord-Hollandse kust:
136 €/MWh in 2015 inclusief net, 117 €/MWh exclusief net.

Resultaten overige gebieden

- IJmuiden-ver – prijspeil 2015
 - Concept: 160 €/MWh met net, 134 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 157 €/MWh (ca. 4200 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 124 €/MWh (ca. 4400 vollasturen)

- Boven de Wadden – prijspeil 2015
 - Concept: 156 €/MWh met net, 130 €/MWh zonder net.
- Met netaansluiting: 155 €/MWh (ca. 4400 vollasturen)
- Zonder netaansluiting: 123 €/MWh (ca. 4550 vollasturen)

- Horns Rev 3 (zeer grove indicatie, Nederlandse context regelgeving):
116 €/MWh exclusief net.
- Horns Rev 3 (winnend tenderbod, Deense context regelgeving):
103 €/MWh exclusief net.

Conclusies

- De investeringskosten zijn verhoogd
 - De O&M-kosten zijn verhoogd
 - De financieringskosten zijn verlaagd
 - De vollasturen (P50) zijn verhoogd
-
- De netto subsidie-uitgaven per MW zijn gestegen, per MWh gedaald.

Discussie

- De onzekerheden in de kostencomponenten kunnen oplopen tot $\pm 30\%$.
- Beperkingen van het ECN-model:
 - Te klein sample van 6-8 MW turbines.
 - Te sterke variatie van funderingskosten met de diepte.
- De onzekerheden ($\pm\sigma$) in de basisbedragen zijn, op basis van marktconsultatie:
 - ca. -5% à -10% aan de onderkant (*zeer indicatief*)
 - ca. +10% à +15% aan de bovenkant (*zeer indicatief*)
- Basisbedrag is voor “merendeel van de initiatieven”, het is geen winnend tenderbod!

Verkleinen onzekerheid, verlagen basisbedrag

- De komende maanden zal meer informatie bekend worden over de specifieke omstandigheden bij Borssele (grondcondities, windsnelheid, kabeluitvalcompensatie, tendervoorwaarden, onderstationlocatie).
- Modelleren technische ontwikkelingen bij turbines en fundaties vraagt om meer onderzoekstijd.
- Een herberekening medio 2015 kan nauwkeuriger resultaten voor Borssele opleveren, uit de marktconsultatie volgt dat dit waarschijnlijk ook *lagere* basisbedragen zou opleveren (cet.par.).
- Uit de marktconsultatie volgt tevens dat nadere beleidsafstemming tussen overheid en geïnteresseerden kan leiden tot lagere tenderbiedingen. Tenderbiedingen zijn evenwel niet gemodelleerd door ECN in deze studie.

Overige SDE+-parameters

- Correctiebedragen en basisprijzen worden berekend a.d.h.v. formule:
 $\text{APX} \times \text{profielfactor} \times \text{onbalansfactor}$
- Correctiebedrag conform definitieve correctiebedragen SDE+ 2014:
 - Marktindex APX, gemiddeld over periode 1-1-2014 t/m 31-12-2014: 41,2 €/MWh.
 - Profielfactor x onbalansfactor = 91,3%.
 - Correctiebedrag = $41,2 \times 0,913 = 38$ €/MWh.
 - Marktindex is als voortschrijdend 12-maands gemiddelde te updaten.
 - Profielfactor is sterk locatie-specifiek en hoeft voor Borssele niet te corresponderen met Boven de Wadden.
- Basisprijs, volgend de prijspaden van de NEV2014:
 - Basisprijs = 29 €/MWh, incl. afslag van 8 €/MWh vanwege toekomstige profiel- en onbalanskosten.

Overzicht

- Tabel: overzicht van basisbedragen per gebied, kosten tender Borssele 2015 (start eerste productie 2019). Basisbedrag in €/MWh. Tussen haakjes het gemiddeld aantal vollasturen (P50).

Gebied	Basisbedrag net+	Basisbedrag net-
Borssele	150 (3950 vlu)	123 (4100 vlu)
Zuid-Hollandse kust	133 (4100 vlu)	116 (4200 vlu)
Noord-Hollandse kust	136 (4200 vlu)	117 (4300 vlu)
IJmuiden-ver	157 (4200 vlu)	124 (4400 vlu)
Boven de Wadden	155 (4400 vlu)	123 (4550 vlu)

- Overige parameters:
 - Correctiebedrag 38 €/MWh; Basisprijs 29 €/MWh.

Dank voor uw aandacht

Deze presentatie werd samengesteld in nauwe samenwerking met:

Luuk Beurskens (ECN), Eeke Mast (DNV GL) en Hans Cleijne (DNV GL)

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten
The Netherlands

P.O. Box 1
1755 ZG Petten
The Netherlands

T +31 88 515 49 49
F +31 88 515 44 80

info@ecn.nl
www.ecn.nl