

Financiële onderbouwing Windpark Lochter

Een goede financiële onderbouwing is cruciaal voor het slagen van het project. Het is niet alleen belangrijk om de eigen kosten te kunnen verantwoorden, maar ook om banken en/of andere investeerders te kunnen overtuigen om het project voor een groot deel te financieren (de zgn. financial close).

Voor de financiële onderbouwing van het project wordt uitgegaan van een worst-case scenario. Uitgangspunten hierbij zijn:

- a) Windturbine-grootte van 2.5 MW en een rotordiameter van 120m. Uit analyses blijkt dat grotere windturbines een hoger rendement geven voor het project, maar wel een grotere investering vergen en nadelig kunnen zijn qua geluidsemisatie. Op dit moment is de keuze nog niet gemaakt en zullen eerst offertes worden aangevraagd bij de verschillende windturbine-fabrikanten.
- b) Een lage gemiddelde windsnelheid van 6,0 m/s op 100m hoogte (6,7 m/s op 145m hoogte). Op basis van beschikbare gegevens is de verwachting dat de windsnelheid hoger zal zijn. Dit zal worden aangetoond d.m.v. windmetingen die binnenkort gestart worden.
- c) Jaaropbrengst voor het hele park van ca. 20700 MWh. Dit is gebaseerd op de ondergrens van de verwachtingsscenario die met een waarschijnlijkheid van 90% gehaald wordt (de zgn. P90-scenario). De in het business case genoemde opbrengsten zijn de gemiddelde waarden met 50% waarschijnlijkheid (P50). De P90 scenario is gebruikelijk voor financiële onderbouwingen van windprojecten en wordt ook door banken gehanteerd voor de beoordeling van de financierbaarheid van het project.
- d) Basisbedrag SDE subsidie gebaseerd op de Staatscourant 25 februari 2016: € 93,- /MWh voor wind op land. Hierbij wordt wel uitgegaan dat in oktober van dit jaar de SDE subsidie kan worden aangevraagd. Dat betekent dat de herroepelijke vergunning begin oktober verleend wordt.
- e) Een minimum rendement op eigen vermogen (IRR) van 10%, als criterium voor de economische haalbaarheid van het project. Dit is gebruikelijk bij windprojecten en vaak ook de banken en investeerders gehanteerd als criterium.
- f) Stilstand t.g.v. slagschaduw op woningen. Voor een aantal woningen overstijgt het aantal uren per jaar van slagschaduw op de woning de limiet van 6 uren (zie business plan). Hierdoor zullen de windturbines met stilstandvoorziening worden uitgevoerd. Hiermee is rekening gehouden in de opbrengstberekening.

- g) Reserves voor uitkering van compensaties aan omwonenden, o.a. vergoeden van planschade en aanbieden van goedkoop stroom. Voor het laatste wordt uitgegaan van de zgn. NWEA richtlijn (€ 0,50 / MWh beschikbaar voor compensatie aan de omgeving).
- h) Budget beschikbaar voor de uitkijkplatform, klimwand en informatie-centrum
- i) Budget beschikbaar voor afbraak na 20 jaar.

De jaaropbrengst van 20700 MWh betekent per windturbine 6900 MWh ofwel een equivalent van 2760 vollasturen. Dit is voor een binnenland-lokatie een hoge opbrengst, wat mogelijk wordt gemaakt door de grote ashoogte van 145m waar de windsnelheden beduidend hoger zijn dan op lagere hoogtes.

De geraamde investering voor het windpark met drie windturbines bedraagt € 14,65 miljoen. Ook hier is uitgegaan van een worst-case scenario, gebaseerd op financiële cijfers van verschillende windprojecten in Nederland en Duitsland, waarbij uitgegaan is van de bovengrens wat betreft de kosten. Deze investering omvat:

- Ontwikkelingskosten, o.a. voorbereiding, onderzoeken, adviezen, vergunningaanvraag en –leges, windmetingen, bodemonderzoek, projectmanagement en -ondersteuning, bodemonderzoek en communicatie
- Bouwkosten, i.e. civiele werken (ontsluiting park, kraanopstelvlakken), funderingen, betonnen masten om de windturbines op grotere hoogte te kunnen plaatsen
- Drie windturbines (machinekosten)
- Elektrische infrastructuur en netaansluiting
- Grondaankoop resp. pachtvergoeding
- Financieringskosten

Gemiddeld zijn de kosten voor de ontwikkeling en de bouw van een windpark ruim 1,4 miljoen per MW vermogen (bron: RVO). Voor deze worst-case scenario voor windpark Lochter ligt dit hoger, op 1,95 miljoen per MW vermogen. Dit komt deels door de hogere kosten vanwege de grote ashoogte (hoge masten, grote funderingen), deels door extra voorzieningen (o.a. uitkijkplatform), maar het geeft ook weer dat kosten ruim geraamd zijn om hiermee aan de veilige kant te zitten qua rendabiliteit van het project.

De operationele kosten van het windpark zijn geraamd op € 490.000,- per jaar. Ook hier is uitgegaan van de bovengrens van wat de operationele kosten die in de markt gehanteerd worden. Deze kosten bestaan o.a. uit:

- Onderhoudskosten
- Operationele management
- Verzekeringen
- Jaarlijkse kosten netaansluiting
- OZB
- Reservering voor afbouwkosten na 20 jaar

- Compensatie voor omgeving

Het project zal voor 80% gefinancierd worden d.m.v. een banklening, die in 15 jaar wordt afgelost, met een rente van 3%. De overige 20% is deels eigen kapitaal en deels gefinancierd door andere investeerders.

In het volgende overzicht worden de kosten en baten van het project weergegeven:

	Worst-case
Totale investering windpark	€ 14.650.000
SDE subsidie 2016 (per MWh)	€ 93
KOSTEN (per jaar)	
80% banklening, 15 jaar, 3% rente (rente+aflossing)	€ 980.000
operationele kosten	€ 380.000
andere jaarlijkse kosten	€ 110.000
TOTALE KOSTEN PER JAAR	€ 1.470.000
OPBRENGST ELEKTRICITEIT + SDE	
	€ 1.925.000
RESULTAAT (per jaar)	€ 455.000

Gerekend over de gehele levensduur van 20 jaar van het project met deze worst-case scenario is het rendement op eigen vermogen (IRR) 10,8% en daarmee boven het gestelde criterium van 10%. Het project is daarmee economisch haalbaar.