Bosch & van Rijn
Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
030 – 677 6466

Auteurs
Daan Booij
Martijn Maan

Opdrachtgever
Rijkswaterstaat Corporate Dienst
Postbus 8185
3503 RD Utrecht



Windturbines Avelingen

Verkenning financiële uitvoerbaarheid



Windturbines Avelingen

Verkenning financiële uitvoerbaarheid

Datum	23 september 2022
Versie	1.0
Auteur	Daan Booij
Tweede lezer	Martijn Maan

Bosch & Van Rijn
Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht

Tel: 030-677 6466
Mail: info@boschenvanrijn.nl
Web: www.boschenvanrijn.nl

© Bosch & Van Rijn 2022
Behoudens hetgeen met de opdrachtgever is overeengekomen, mag in dit rapport vervatte informatie niet aan derden worden bekendgemaakt. Bosch & Van Rijn BV is niet aansprakelijk voor schade door het gebruik van deze informatie

Inhoudsopgave

HOOFDSTUK 1 INLEIDING 3
1.1 Aanleiding 3
1.2 Windturbinetype 4

HOOFDSTUK 2 ENERGIEOPBRENGST 6
2.1 Windaanbod en elektriciteitsproductie 6
2.2 Productie 7

HOOFDSTUK 3 INKOMSTEN 8
3.1 Verkoop van stroom en subsidie 8
3.2 Garanties van Oorsprong (GvO's) 9

HOOFDSTUK 4 UITGAVEN 10
4.1 Investering (CAPEX) 10
4.2 Operationele kosten 11
4.3 Financieringskosten 12
4.4 Belasting 13

HOOFDSTUK 5 RESULTATEN 14
5.1 Kasstroom 14
5.2 Interne opbrengstvoet 14
5.3 Conclusie 15

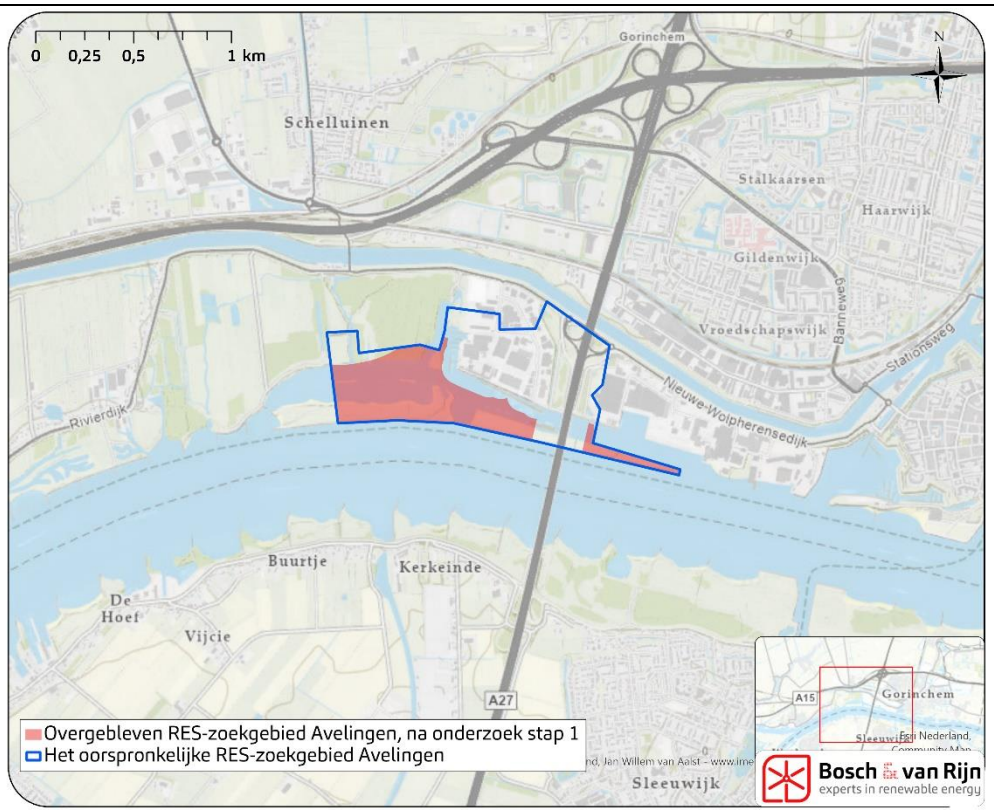
Hoofdstuk 1 Inleiding

1.1 Aanleiding

In opdracht van het team 'Windenergie Avelingen' voert Bosch & van Rijn een verkennende studie uit naar de technisch-ruimtelijk en financiële haalbaarheid van windenergie in het RES-zoekgebied Avelingen, zoals dat is begrensd in de RES 1.0 Alblasserwaard. Het team heeft de opdracht de haalbaarheid van windenergie in kaart te brengen en ter besluitvorming voor te leggen aan een stuurgroep van de betrokken overheden. De stuurgroep besluit op basis van de aan te leveren informatie of, en zo ja, hoe een volgende stap in het onderzoek naar de ontwikkeling van windenergie kan worden gezet. In een eventuele volgende stap moet een marktpartij (initiatiefnemer) worden geselecteerd en moet een ruimtelijke plan of besluit worden voorbereid waarbij invulling moet worden gegeven aan de m.e.r.-(beoordelings)plicht.

In stap 1 van de ruimtelijke verkenning zijn de belemmeringen in en nabij het oorspronkelijk begrensde zoekgebied in kaart gebracht. Figuur 1 laat zowel het oorspronkelijke zoekgebied zien zoals dat in de RES was begrensd, als de begrenzing na stap 1.

Figuur 1 **Ligging van RES-zoekgebied Avelingen en het overgebleven zoekgebied na onderzoeksstap 1.**



Binnen het RES-zoekgebied dat is overgebleven na onderzoeksstap 1 zijn drie mogelijke onderzoeksvarianten gemodelleerd. Aan de hand van de drie onderzoeksvarianten heeft Bosch & van Rijn als onderdeel van de ruimtelijke verkenning een onderzoek uitgevoerd naar de financiële haalbaarheid van windenergie in het RES-zoekgebied. Dit rapport biedt inzicht in de business case van drie onderzoeksvarianten met windturbines uit verschillende windturbineklassen.

Voorliggend onderzoek is onderdeel van de verkenning van windenergie waarbij de focus ligt op de belangrijkste kosten- en batenposten, de jaarlijkse winst en het rendement op eigen vermogen. De financiële analyse is uitgevoerd met een door Bosch & van Rijn ontwikkeld rekenmodel en aangepast aan de lokale omstandigheden ter plaatse van het windzoekgebied. De aannames in het rekenmodel komen grotendeels overeen met die uit het *eindadvies SDE++ 2022* (PBL) en zijn waar nodig aangevuld met bij Bosch & van Rijn bekende kengetallen. Indien het in dit zoekgebied komt tot besluitvorming over een windpark zal dat besluitvormingstraject in de toekomst plaatsvinden en niet in 2022. Op dat moment zal opnieuw een businesscase moeten worden berekend met de dan geldende kerngetallen en basisbedragen. **Het is de vraag of ten tijde van besluitvorming over vergunningen voor windenergie in dit zoekgebied nog subsidiemogelijkheden bestaan. De bedoeling is dat SDE++ regeling na 2025 wordt beëindigd.**
De belangrijkste inputparameters van het model zijn:

- de windsnelheidsverdeling binnen de zoeklocatie op ashoogte
- de vermogenscurve van voor de locatie geschikte windturbines
- de verwachte investeringskosten en jaarlijkse kosten
- de verwachte SDE++ subsidie (op basis van het eindadvies 2022)
- rentekosten over de banklening
- kosten equity (eigen vermogen)

Gelet op het feit dat in deze fase slechts sprake is van een verkenning waarbij veel informatie ontbreekt die bij een concreet project welk bekend is, kunnen nog niet alle kosten nauwkeurig worden ingeschat. Aan de resultaten van deze analyse kunnen daarom ook geen rechten worden ontleend. Dat neemt niet weg dat de resultaten wel kunnen worden gebruikt voor een beoordeling op hoofdlijnen van de financiële haalbaarheid van een windenergieproject, op basis van huidige inzichten. Tevens kunnen verschillen tussen de onderzoeksvarianten inzichtelijk worden gemaakt.

1.2 Windturbinetype

Voor het berekenen van de elektriciteitsopbrengst hebben wij per onderzoeksvariant een concreet windturbinetype geselecteerd:

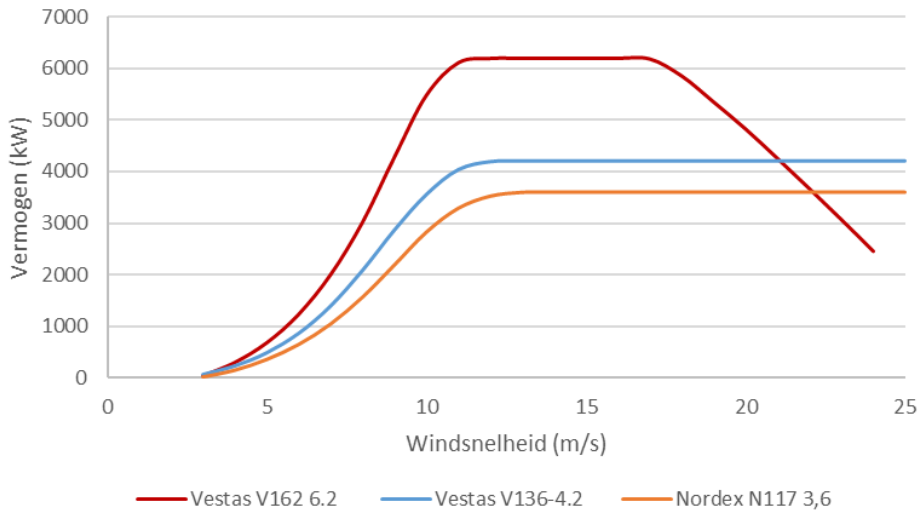
- Een Nordex N117- 3,6 met een ashoogte van 120 meter, tiphoogte van 178,5 meter en een vermogen van 3.6 MW (onderzoeksvariant Klein)
- Een Vestas V136-4.2 met een ashoogte van 136 meter, tiphoogte van 204 meter en een vermogen van 4.2 MW (onderzoeksvariant Middel)

- Een Vestas V162-6.2 met een ashoogte van 150 meter, tiphoogte van 231 meter en een vermogen van 6,2 MW (onderzoeksvariant Groot)

Deze windturbinetypen zijn gekozen omdat zij aansluiten bij de afmetingen waar in de belemmeringenstudie van uit is gegaan en over een vermogen beschikken dat passend is bij de onderzochte locatie en in de huidige markt veelvoorkomend zijn.

Elk windturbinetype heeft een vermogenscurve die aangeeft hoeveel vermogen de windturbine levert bij een bepaalde windsnelheid. Onderstaande grafiek toont de vermogenscurve voor de drie windturbinetypen waarmee in deze financiële analyse is gerekend.
De vermogenscurve varieert per windturbinetype en is afhankelijk van de technische specificaties. De vermogenscurve van de V162 6.2 loopt vanaf een windsnelheid van 17 m/s af, ten opzichte de vermogenscurves van de Vestas 136-4.2 en de Nordex N117 3,6. Deze afname in het vermogen kan dienen ter bescherming van de windturbine tegen schade als gevolg van de hoge windsnelheid. Dit maakt echter voor de elektriciteitsproductie weinig uit omdat het minder dan 2% van de tijd harder dan 17 m/s waait.

Figuur 2 **Vermogenscurve van de V162-6.2, de V136-4.2 en de Nordex N117-3.6**



Hoofdstuk 2 Energieopbrengst

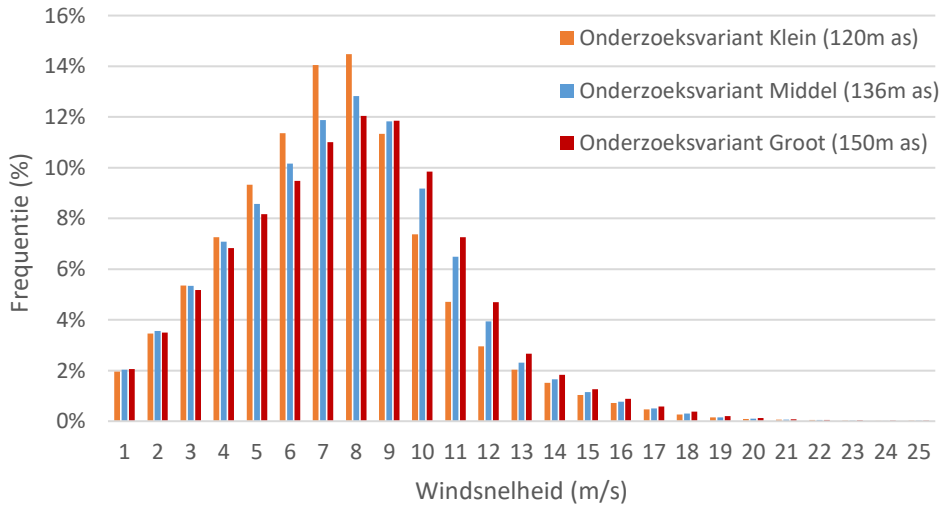
2.1 Windaanbod en elektriciteitsproductie

Windturbines genereren elektriciteit uit windenergie. Hoe harder het waait, hoe meer stroom er wordt geproduceerd. Daarom is het erg belangrijk om goed te weten wat het windaanbod is ter hoogte van de windturbines. Op grotere hoogte waait het gemiddeld harder, met meer productie tot gevolg. Figuur 3 geeft en vergelijking van het windaanbod ter plekke op een hoogte van 120 meter, 136 meter en 150 meter. De gemiddelde windsnelheid op ashoogte voor de doorgerekende onderzoeksvarianten is in Tabel 1 weergegeven.

Voor de bepaling van de windsnelheidsverdeling op ashoogte baseren wij ons op gegevens uit het KNMI-KNW model, die op basis van langjarige meetgegevens tot stand zijn gekomen[1].

De gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte komt op deze locatie uit op 7,05 m/s. Dat is hoger dan de bovengrens van de SDE++-categorie waarbinnen de gemeente Gorinchem valt (zie ook paragraaf 0).

Figuur 3 **Windsnelheidsverdeling op ashoogte voor onderzoeksvarianten Klein, Middel en Groot (respectievelijke ashoogten 120m, 136m en 150m)**



[1] Voor een beschrijving van de dataset uit de KNMI-KNW atlas, zie: https://www.knmiprojects.nl/projects/knw-atlas/knw-data

2.2 Productie

Vermenigvuldiging van de vermogenscurve van de windturbine met het lokale windaanbod op ashoogte geeft de jaargemiddelde bruto elektriciteitsproductie per windturbine. De netto elektriciteitsproductie zal lager liggen omdat verschillende energieverliezen zullen optreden (verstoring van het windaanbod door omliggende windturbines en bebouwing, mitigatie voor geluid, slagschaduw en ecologie, stilstand door onderhoud, elektrische verliezen, ijsopbouw, etc.). Gezien de verkennende fase waarin het project verkeert, kunnen deze verliezen niet specifiek per onderzoeksvariant worden ingeschat. Voor elk van de varianten is gerekend met een vuistgetal van 13% elektriciteitsverliezen om tot een indicatie van de netto elektriciteitsproductie te komen.

De resulterende bruto en netto elektriciteitsproductie per onderzoeksvariant is in Tabel 1 weergegeven.

Tabel 1 **Verwachte elektriciteitsproductie per onderzoeksvariant per jaar.**

Onderzoeksvariant	Gemiddelde windsnelheid op ashoogte (m/s)	Bruto elektriciteitsproductie (MWh per jaar)	Netto P50 elektriciteitsproductie (MWh per jaar)	Aantal vollasturen (netto P50, per jaar)
Klein (6X Nordex N117-3.6)	7,42	75.590	65.763	3.045
Middel (6x Vestas V136-4.2)	7,65	103.475	90.023	3.572
Groot (4x Vestas V162 6.2)	7,83	106.954	93.050	3.752

Hoofdstuk 3 Inkomsten

3.1 Verkoop van stroom en subsidie

De SDE++ is een regeling waarmee producenten van duurzame energie van de overheid een bijdrage ontvangen per opgewekte kWh. Omdat de verkenning wordt uitgevoerd op basis van parameters zoals die bekend zijn voor 2022 is in het financieel model nog rekening gehouden met een SDE++ subsidie. Het is onzeker of SDE++ subsidie voor wind op land nog bestaat op het moment dat besluitvorming zou plaatsvinden over een concreet windpark. Met de kennis van nu wordt zo goed mogelijk beoordeeld wat de financiële haalbaarheid is van een windproject. Jaarlijks treden wijzigingen op in parameters. Voor windenergie is het basisbedrag in de SDE++ regeling op dit moment afhankelijk van de verwachte windsnelheid op 100 meter hoogte in de gemeente waarin de windturbines gebouwd zullen worden. De verwachte windsnelheid waar de SDE++ subsidie is gebaseerd wordt niet per locatie specifiek bepaald, maar kan per gemeente worden afgelezen van een door RVO gepubliceerde windkaart[2].

Voor de gemeente Gorinchem geldt een verwachte gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van ≥ 6,75 m/s < 7 m/s. De gemeente valt qua windsnelheden daarmee binnen de op één na laagste SDE++ categorie. Hierdoor is ook de elektriciteitsproductie lager dan op veel andere plekken in het land, ter compensatie waarvan windparken in deze gemeenten aanspraak kunnen maken op een relatief hoog SDE++ basisbedrag. Voor de SDE++ ronde van 2022 was dit basisbedrag in de gemeente Gorinchem €50,9 per MWh.

De SDE++-bijdrage komt neer op het verschil tussen het basisbedrag en de gemiddelde 'grijze stroomprijs'. Op deze manier worden producenten van windstroom gecompenseerd voor het feit dat productiekosten van windenergie hoger zijn dan de productiekosten van grijze stroom. In deze analyse is gerekend met een energieprijs van €31 per MWh. Onze verwachting is dat de huidige, extreem hoge elektriciteitsprijzen tijdelijk zullen zijn en op lange termijn weer tot een normaal niveau terug zullen keren. Als de exploitant van een windpark zijn stroom voor dit bedrag zou verkopen zou hij dus nog €19,9 per MWh erbij krijgen van de overheid in de vorm van subsidie, om aan een totaal van inkomsten van €50,9 per MWh te komen.

Door de verwachte productie te vermenigvuldigen met het basisbedrag vinden we een schatting van de jaarlijkse inkomsten uit de productie van elektriciteit, voor de looptijd van de SDE++-regeling (15 jaar). In de daaropvolgende jaren ontvangt de exploitant enkel nog de verkoopprijs (grijze stroomprijs) van de geproduceerde elektriciteit.

[2] Zie: https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/12/Windsnelheid%20per%20gemeente%20SDE%20december%202018.pdf

3.2 Garanties van Oorsprong (GvO's)

Per opgewekte MWh aan duurzame energie ontstaat één garantie van oorsprong. Deze kan worden losgekoppeld van de bijbehorende elektriciteit en apart worden verhandeld. De elektriciteit is dan niet langer 'groen'. De waarde van GvO's worden in de SDE++ meegenomen in het zogenaamde correctiebedrag. Simpel gezegd betekent dit dat inkomsten uit GvO's in mindering worden gebracht op de te ontvangen subsidie. Om deze reden, en omdat de waarde van GvO's erg onzeker is, zijn inkomsten uit GvO's in voorliggende business case analyse niet afzonderlijk meegenomen.

Hoofdstuk 4 Uitgaven

4.1 Investering (CAPEX)

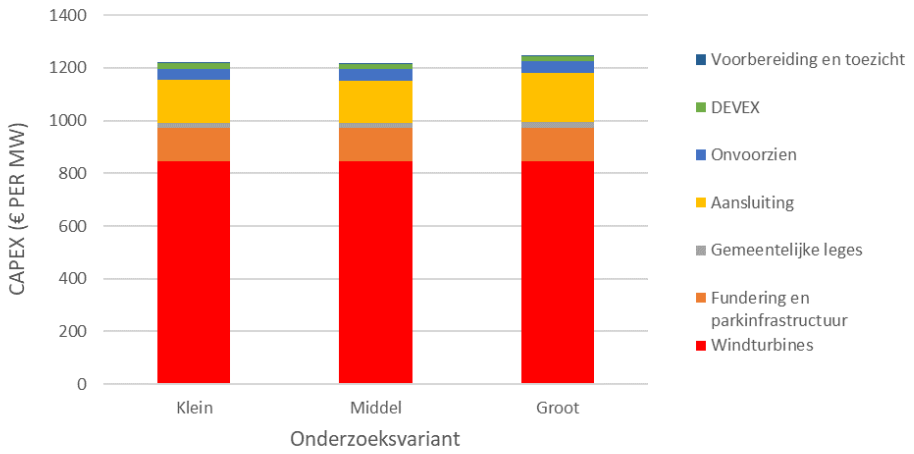
Tabel 2 en Figuur 4 tonen de investeringskosten die als uitgangspunt voor deze financiële analyse zijn genomen. Deze bestaan voor het grootste deel uit de aanschafprijs van de windturbines, de kosten voor fundering en (elektrische) parkinfrastructuur en netaansluitingskosten. Er is nog geen zekerheid over waar het windpark kan worden aangesloten. Er is nu gerekend met een scenario waarbij aan aansluiting plaatsvindt op het netstation in Arkel. De netaansluitingskosten van het windpark kunnen van grote invloed zijn op de totale kosten, dat geldt zeker voor een aansluiting tot het relatief ver weg gelegen netstation Arkel. Hierbij is van belang dat in grote delen van Nederland sprake is van netcongestie, er is gebrek aan aansluitcapaciteit en transportcapaciteit. Tennet en lokale netbeheerders werken aan een oplossing van dit probleem. Gezien de congestie bestaan er ook alternatieve oplossingen die kunnen leiden tot synergievoordelen. Een voorbeeld bestaat uit het werken met meerdere leveranciers op één aansluiting waarmee (gedeeltelijk) directe levering aan grootverbruikers op het bedrijventerrein mogelijk is. Ook zouden windturbines kunnen worden gecombineerd met een opslagvoorziening. Dergelijke alternatieven kunnen ook nog eens een kostenvoordeel opleveren voor grootverbruikers. In de fase van de verkenning kan nog niet worden gerekend aan deze oplossingen omdat concrete informatie ontbreekt. In deze fase is evenmin informatie voorhanden over het type fundering dat wordt toegepast. Kosten zijn gebaseerd op aannamen.

Tabel 2 **Investeringskosten (CAPEX)**

Capex kengetallen	Aanname
Windturbine	845 k€/MW
Fundering en parkinfrastructuur	127 k€/MW
	Afhankelijk van het vermogen van het windpark en de afstand tot het netaansluitingspunt. Scenario: Het windpark wordt aangesloten aan het netstation in Arkel. Dit station heeft een 150 kV aansluiting en ligt op een afstand van 8 km van het windpark.
Netaansluitingskosten	Voor opstellingen met een vermogen groter dan 10 MW zijn de netaansluitingskosten niet van de tarieventabel van de netbeheerder af te lezen, maar zijn deze maatwerk waarvoor een offerte moet worden aangevraagd. Omdat een dergelijke offerte nog niet is aangevraagd, zijn de netaansluitingskosten in deze financiële analyse ingeschat door uit te gaan van een starttarief van €450.000, plus €400.000 – €450.000 per km kabel.

Gemeentelijke leges voor bouwactiviteiten	Wisselend per gemeente, berekend op basis van de betreffende legesverordening. (2,81% van de kosten van de windturbines met een maximum van 500 k€).
Onvoorzien	5% van prijs van de windturbine & fundering
Ontwikkelingskosten plan-fase (DEVEX)	21 keuro/MW
Kosten voorbereiding en toezicht	2 keuro/MW

Figuur 4 **Investeringskosten per MW per onderzoeksvariant**



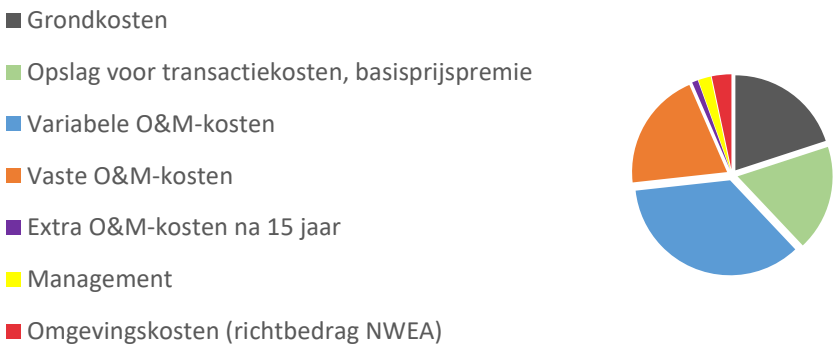
4.2 Operationele kosten

Een windturbine heeft, in tegenstelling tot de meeste productievormen, geen brandstof nodig om elektriciteit te produceren. Er zijn jaarlijks wel andere operationele kosten, zoals garantie- en onderhoudscontracten, grondkosten, diverse verzekeringen, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Wij rekenen met de getallen die PBL gebruikt bij het vaststellen van de basisbedragen voor de SDE++ en vullen deze aan met kosten voor management en een kostenpost van €0,50 per MWh ten behoeve van een omgevingsfonds. Deze kosten zijn conform de NWEA-gedragscode Acceptatie en Participatie Wind op Land (2020). Het omgevingsfonds wordt bijvoorbeeld besteed aan duurzame projecten in de wijk of het beperken van negatieve effecten van het windpark op de omgeving. De aanname wordt gedaan dat de grondvergoeding €3 per MWh is conform het tarief van het Rijksvastgoedbedrijf (RVB) en Staatsbosbeheer (SBB) zoals dat in 2022 wordt gehanteerd. Omdat nog niets bekend is over overige kosten, zoals kosten die samenhangen met mitigatie en compensatie van effecten op natuur, is daar in deze analyse nog geen rekening mee gehouden.

Tabel 3 **Operationele kosten (OPEX)**

OPEX kengetallen	Aanname
Grondvergoeding	€3 per MWh (2022)
Variabele O&M kosten	€5,30 per MWh
Vaste O&M kosten	€11.400 per MW per jaar
Opslag voor transactiekosten en basisprijspremie	€2,70 per MWh
Management	0,10% van CAPEX
Omgevingsfonds (richtbedrag NWEA)	€0,50 per MWh

Figuur 5 **Operationele kosten (OPEX) van onderzoeksvariant groot, ter illustratie**



4.3 Financieringskosten

Een windpark vergt een grote investering die doorgaans niet geheel door de ontwikkelaar uit eigen zak (eigen vermogen) wordt betaald. Een deel van de investering kan worden geleend van een kredietverstrekker, zoals een bank. Deze lening (vreemd vermogen) wordt doorgaans in ca. 15 jaar terugbetaald. Over het openstaande bedrag wordt jaarlijks rente betaald.

In voorliggende analyse zijn wij ervan uitgegaan dat de windturbine als volgt wordt bekostigd:

- 80% inleg vreemd vermogen en 20% inleg eigen vermogen. Ter illustratie: in geval van onderzoeksvariant Groot met vier windturbines komt dit neer op een lening van €24.214.000, die met een eigen inleg van €6.054.000 optelt tot een totale investering van €30.268.000.
- 1,5% rente op vreemd vermogen min 0,5% renteaftrek wegens groenfinanciering, resulterend in een totale rente op vreemd vermogen van 1,0%. Het is zeer aannemelijk dat op het moment van financial close de rente op vreemd vermogen hoger zal zijn dan 1%. Echter zal een hogere rente op dat moment ook weer resulteren een hoger SDE++ bedrag om tot een rendabele businesscase te komen.

- lineaire aflossing in 15 jaar.

4.4 Belasting

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. De afschrijving voor de banklening mag hiervan worden afgetrokken.

Hoofdstuk 5 Resultaten

5.1 Kasstroom

De hierboven beschreven kosten en baten zorgen elk jaar van de exploitatie van het windpark voor een nettowinst of -verlies voor de ontwikkelaar/exploitant.

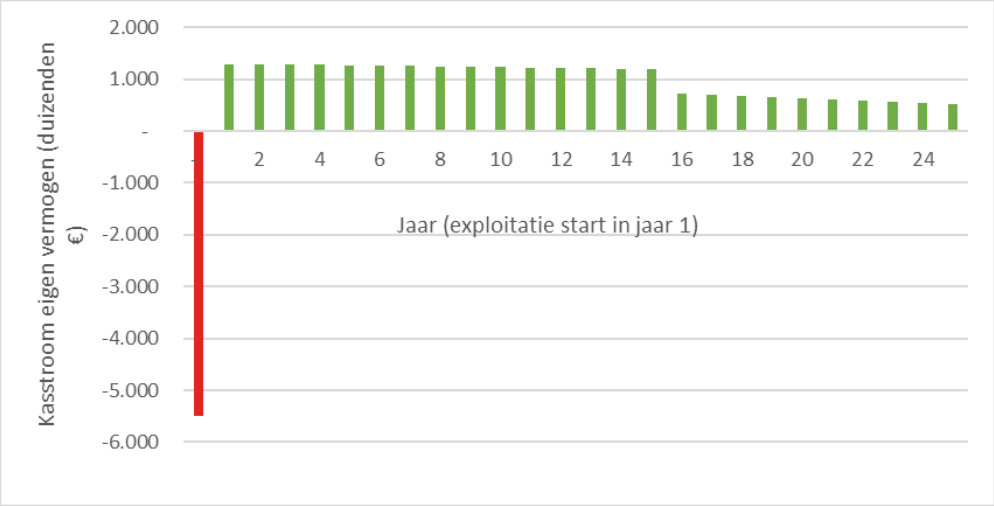
In jaar 0 wordt een grote uitgave gedaan: een deel van de investering zal uit eigen vermogen moeten worden betaald.

In de jaren 1 t/m 15 zijn de inkomsten relatief hoog door de SDE++. De kosten zijn ook hoog vanwege de openstaande lening.

In de jaren 16 en verder vallen zowel de SDE-bijdrage als de financieringskosten weg.

Ter illustratie is in ondergaande figuur het verloop van de kasstroom eigen vermogen getoond voor onderzoeksvariant Groot

Figuur 6 **Kasstroom eigen vermogen voor onderzoeksvariant Groot**



5.2 Interne opbrengstvoet

De belangrijkste resultante van de berekening is de interne opbrengstvoet (Internal Rate of Return, IRR) van het project, oftewel het netto rendement van de investering. Hoe hoger de IRR, des te rendabeler het project.

Veel ontwikkelaars hanteren een grenswaarde waar de IRR aan moet voldoen, om een investering de moeite waard te laten zijn. Als een project een hogere interne opbrengstvoet heeft dan deze grenswaarde wil dat niet alleen zeggen dat het project winstgevend is (dat is al het geval bij een IRR van 0,1%), maar ook dat het **voldoende winstgevend** is naar de maatstaven van de ontwikkelaar.

Project IRR
Het project IRR kan worden berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 de totale investering, gevolgd door de bruto winst (EBITDA) in de jaren daarop. Dit is dus het rendement zonder de (hefboom)effecten van financiering.

Equity IRR
Het rendement op eigen vermogen kan worden berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 dat deel van de investering dat met eigen vermogen is betaald, gevolgd door de kasstroom na belasting (EBITDA minus rente & aflossing, minus vennootschapsbelasting).
Overeenkomstig de aannames van het PBL wordt de rendabiliteit van de windturbineopstellingen getoetst aan een gewenste equity IRR van 11,0%. Vanuit PBL wordt de aanname gedaan dat het project rendabel is voor een ontwikkelaar indien er een equity IRR van minimaal 11,0% wordt behaald. Dit betekent dat een windturbineopstelling als voldoende winstgevend wordt beoordeeld, indien hiermee een jaarlijks rendement van 11,0% op de eigen inleg kan worden behaald. Het verschilt per ontwikkelaar met welk rendement deze partij bereid is om te investeren in een windpark op deze locatie of dat zij haar vermogen liever inzet voor een ander project.

Tabel 4 **Resultaat van de business case analyse bij een levensduur van 25 jaar**

Onderzoeksvariant	Netaansluiting	Project IRR	Equity IRR
Klein (6x Nordex N117-3.6)	150 kV (8 km)	+	
Middel (6x VESTAS V136-4.2)	150 kV (8 km)	+	
Groot (4x VESTAS V162 6.2)	150 kV (8 km)	+	

5.3 Conclusie

Uit de resultaten zoals gepresenteerd in tabel 4 blijkt dat voor twee onderzoeksvarianten, op basis van de huidige inzichten, sprake is van een businesscase die ruimte laat voor het treffen van maatregelen en realiseren van voorzieningen die in de analyse nog niet konden worden meegenomen. Die ruimte is bij onderzoeksvariant ‘Klein’ zeer beperkt. Vanwege het grote aantal onzekerheden over de SDE++, de stroomprijs en de rente op vreemd vermogen is op dit moment echter niet vast te stellen welk scenario wel uitvoerbaar is en welke niet. Zo is recent sprake van een

sterke stijging van prijzen van windturbines als gevolg van gestegen grondstofkosten, waarvan het effect nog niet in de door PBL gehanteerde aannames is terug te vinden. Ook zijn de bouw- en onderhoudskosten van windturbines op deze locatie naar verwachting hoger dan standaard in een businesscase berekening wordt aangenomen.
Uit de analyse blijkt wel dat de ruimte voor het treffen van maatregelen groter is bij een keuze voor grotere (en minder) windturbines. De business cases van onderzoeksvarianten Middel en Groot zijn robuuster dan de business cases voor onderzoeksvariant Klein. Dat betekent dat kosten van bijvoorbeeld compenserende en mitigerende maatregelen voor natuur of opbrengstderving als gevolg van stilstand beter kunnen worden opgevangen bij een opstelling met grotere windturbines. Uit de analyse blijkt verder dat het effect van een kabeltracé van 8 km op de businesscase aanzienlijk is. Deze kosten zouden kunnen worden verlaagd als een koppeling kan worden gelegd met de (toenemende) elektriciteitsvraag op het bedrijventerrein. Daarvoor zijn innovatieve aansluitingsmogelijkheden voorhanden die nog niet in het model zijn meegenomen. Hiervoor moet eerst nog meer onderzoek plaatsvinden.

Gezien de onzekerheid rondom de SDE++ subsidie, stroomopbrengsten en investeringskosten kunnen er nog geen harde conclusies aan deze verkenning worden verbonden. Het verdient daarom aanbeveling deze business case berekening regelmatig aan te scherpen naarmate actuele inzichten over turbinekosten en netaansluitingskosten zijn verkregen. Dat geldt ook voor meer gedetailleerde windopbrengstberekeningen die een meer nauwkeurige input voor het model kunnen bieden. Naarmate het model kan worden gevuld met actuele gegevens, kan de haalbaarheid van een windproject op deze locatie met meer zekerheid worden ingeschat.

Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht
www.boschenvanrijn.nl