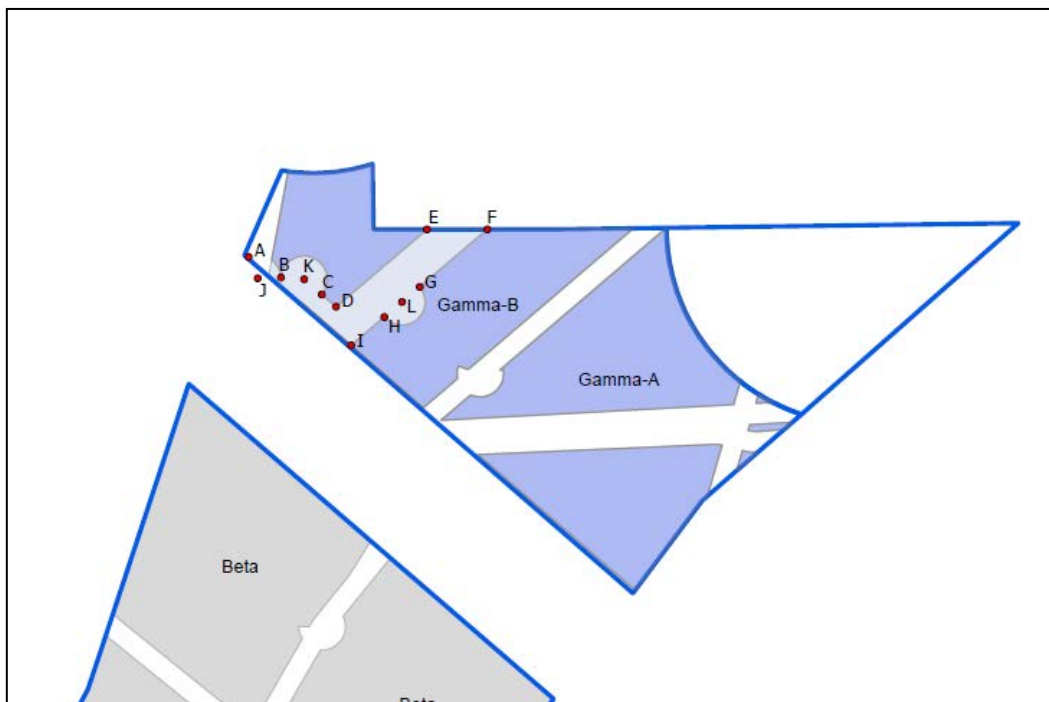




Invloed van mogelijke opties voor mijnbouwwinpassing op IJmuiden Ver Gamma-B

Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Rapport



Auteurs

[Redacted]
[Redacted]
E-Mail
[Redacted]
[Redacted]

Datum

12/05/2025

Klant

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG)

Invloed van mogelijke opties voor mijnbouwinpassing op IJmuiden Ver Gamma-B

Deze studie onderzoekt de invloed van verschillende mogelijke mijnbouwinpassingsopties op de LCoE van het windpark IJmuiden Ver Gamma-B, inclusief de invloed op omliggende windparken. Naast de vier opties voor IJmuiden Ver Gamma-B worden ook de windparken IJmuiden Ver Gamma-A, Nederwiek I-A en IJmuiden Ver Alpha en Beta meegenomen in de analyse.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Aanleiding en context	3
1.2	Doel van de opdracht	3
1.3	Algemene aanpak	3
2	Technische analyse	7
2.1	Introductie	7
2.2	Aannames windpark	7
2.3	Windparken	8
2.4	Aanpak energieopbrengst berekeningen	9
2.5	Energieopbrengst resultaten	14
3	Kostenanalyse (Levelized Cost of Energy)	17
3.1	Introductie	17
3.2	Aannames voor windpark kosten	17
3.3	Aanpak LCoE.....	19
3.4	Relatieve LCoE resultaten.....	20
	Conclusies	26

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en context

In 2025 worden de windparken Nederwiek I-A ('NW I-A'), IJmuiden Ver Gamma-A ('IJV G-A') en IJmuiden Ver Gamma-B ('IJV G-B') getenderd. IJV G-B bevindt zich in een unieke situatie, waarin het gebied getenderd gaat worden en toekomstige mijnbouwactiviteiten mogelijk kunnen gaan overlappen met het beoogde windpark. Voor IJV G-B is het daarom noodzakelijk om de invloed van mogelijke mijnbouwactiviteiten zoals gaswinning, die de inrichting en exploitatie van het windpark kunnen beïnvloeden, te onderzoeken.

1.2 Doel van de opdracht

Het doel van deze opdracht is om inzicht te verkrijgen in de invloed van mijnbouwactiviteiten op de energieopbrengst en de LCoE van IJV G-B. Daarnaast wordt onderzocht hoe deze activiteiten omliggende windparken IJV G-A, NW I-A en IJmuiden Ver Alpha ('IJV A') en Beta ('IJV B') beïnvloeden door veranderingen in de zog¹ en daarmee in hun energieopbrengst en LCoE.

1.3 Algemene aanpak

Door een relatieve LCoE-vergelijking van vier mijnbouwinpassingsopties wordt inzicht verkregen in de invloed van gaswinning op de LCoE van IJV G-B. De resultaten van deze analyse ondersteunen beleidsmakers bij het bepalen hoe en of mijnbouwactiviteiten effectief kunnen worden ingepast in IJV G-B, met oog voor zowel economische als technische belangen, en de aantrekkelijkheid van IJV G-B voor marktpartijen.

IJV G-B is geanalyseerd aan de hand van vier verschillende mijnbouwinpassingsopties, die worden toegelicht in paragraaf 0.

De omliggende parken IJV G-A, NW I-A en IJV A en Beta worden ook meegenomen in de LCoE berekeningen. In overleg met KGG is IJV A als referentiepark geselecteerd voor de relatieve LCoE-vergelijking, omdat dit park recent succesvol is getenderd.

Deze studie richt zich op het offshore windpark, waarbij de impact van mijnbouwinpassingsopties op de netaansluiting buiten beschouwing is gelaten.

Windparkontwerp

Voor elk windpark is een ontwerp gemaakt met behulp van AFRY's modules voor de turbinelayout, parkbekabeling en fundaties. Binnen de modules voor turbinelayout en parkbekabeling zijn verschillende optimalisatieniveaus instelbaar. Voor dit project is gekozen voor de basisoptimalisatie-instellingen, aangezien dit een vergelijkende studie is. Deze instellingen zijn computationeel efficiënt, maar vangen toch de verschillen tussen de windpark karakteristieken.

Voor elk windpark is een uniforme turbine grid layout ontworpen met een maximale afstand tussen de turbines. De turbineafstanden per windpark worden gegeven in Tabel 4. Daarnaast zorgt de noord-zuid oriëntatie van het grid voor een optimale onderlinge afstand tussen de turbines in de dominante windrichting, die voor de windparken op de

¹ Zog is het gebied met verminderde windsnelheid en verhoogde turbulentie achter een windturbine, veroorzaakt doordat de turbine energie aan de wind onttrekt. Dit effect kan leiden tot lagere energieopbrengsten voor achterliggende turbines.

Noordzee vanuit het zuidwesten komt. Deze oriëntatie vermindert zogverliezen ten opzichte van andere oriëntaties. Door voor elk windpark dezelfde aanpak te gebruiken zijn de resultaten goed met elkaar te vergelijken. Hoewel in deze studie is gekozen voor een uniforme grid layout per park, kunnen windparken verder geoptimaliseerd worden, wat doorgaans resulteert in een onregelmatige turbinelayout. Vanwege de scope en doorlooptijd van deze studie is hiervoor in de hoofdresultaten niet gekozen.

Naast het gebruik van een uniforme turbine grid layout per park is aanvullend onderzocht in hoeverre verdere optimalisatie van de turbinelayout invloed heeft op de verschillen tussen de mijnbouwwinpassingsopties. Deze gevoeligheidsanalyse laat zien dat de verschillen in energieopbrengst tussen de opties afnemen wanneer een geoptimaliseerde layout wordt toegepast. De resultaten van deze analyse worden toegelicht in hoofdstuk 2.5.

Relatieve LCoE

AFRY analyseert de relatieve LCoE van de windparken ten opzichte van een referentie, uitgedrukt als het 'LCoE-verschil' (%). Daarnaast worden de onderlinge verschillen tussen de windparken en opties vergeleken, wat wordt weergegeven als het 'verschil-in-verschil' (procentpunt).

Om te verduidelijken wat de financiële gevolgen zijn van LCoE-verschillen en verschil-in-verschillen, maakt AFRY gebruik van LCoE-invloedscategorieën, weergegeven in Tabel 1. Deze tabel laat zien hoe procentuele veranderingen in LCoE zich vertalen naar extra kosten over de volledige levensduur van het windpark, uitgedrukt in netto contante waarde (NPV). Hierbij wordt uitgegaan van een jaarlijkse energieproductie van 3.800 GWh, een discontovoet van 7% en een absolute LCoE van 75 EUR/MWh.

Tabel 1: Classificatie van LCoE-invloedscategorieën²

LCoE-verschil [%]	NPV [mEUR] ³	Terminologie
<0.1	<5	<u>Minimaal</u>
0.1 – 0.5	5 - 20	<u>Beperkt</u>
0.5 – 1.0	20 - 40	<u>Redelijk</u>
1.0 – 2.0	40 - 80	<u>Significant</u>
>2.0	80	<u>Groot</u>

Invloed LCoE-parameters

Fundatiekosten zijn een belangrijke factor die een grote invloed kunnen hebben op de LCoE-verschillen tussen verschillende windparken, vooral bij sterk variërende waterdieptes en grondcondities. Aangezien de Noordzee relatief constante waterdieptes

² Classificatie is in samenspraak met de klant gedaan

³ De verdisconteerde waarde van de extra kosten als gevolg van een stijging van de LCoE, berekend met de volgende (geschatte) waarden: levensduur van het project 35 jaar, discontovoet 7%, jaarlijkse energieproductie 3,800 GWh/jaar, en een absolute LCoE van 85 EUR/MWh.

en bodemcondities heeft, zullen de verschillen in fundatiekosten tussen de hier onderzochte windparken klein zijn.

De parkbekabeling is eenmalig geoptimaliseerd om de kabellengte te minimaliseren. De verwachting is dat de invloed van kabelroutes op de LCoE-verschillen tussen de opties in IJV G-B klein is, vanwege de relatief vergelijkbare afstanden tussen de turbines en het substation in elke optie.

Het aantal kabelkruisingen is niet meegenomen in deze studie, omdat het ontwerp van de gasleidingen vooralsnog niet bekend is. Hoewel de invloed van kabelkruisingen op de LCoE klein zal zijn door de relatief kleine bedragen, brengen ze wel risico's met zich mee, zoals schade aan infrastructuur tijdens de installatie. Bovendien kan het gelijktijdig installeren van windparken en mijnbouwinfrastructuur extra complexiteit met zich meebrengen, met name wat betreft de afstemming tussen de activiteiten van mijnbouwoperators en de veiligheid op de zee. Dit vereist zorgvuldige coördinatie om risico's voor zowel de installatie als de lange-termijn werking van de infrastructuur te minimaliseren.

Tabel 2: Belangrijkste variabele parameters en hun invloed op de LCoE-verschillen en verschil-in-verschillen

Parameter Verwachte invloed op LCoE-verschillen en verschil-in-verschillen		
Tussen mijnbouwinstallatieopties en windparken		
Zogverliezen	Groot	Verschild aanzienlijk tussen de IJV G-B opties en windparken; beïnvloedt de <u>netto opbrengst</u>
Waterdiepte	Klein	Kleine verschillen tussen de IJV G-B opties en beperkte verschillen tussen de windparken; beïnvloedt de <u>fundatiekosten</u>
Parkbekabeling lengte	Klein	Kleine verschillen tussen de IJV G-B opties en windparken; beïnvloedt de <u>kabelkosten</u> en <u>kabelverliezen</u>
Aantal kabelkruisingen	Niet meegenomen	Kleine verschillen tussen de IJV G-B opties en windparken; beïnvloedt de <u>kabelkosten</u> en <u>kabelverliezen</u>
Tussen windparken		
WACC ⁴ (Weighted Average Cost of Capital)	Groot	Verschild aanzienlijk tussen de windparken; beïnvloedt de <u>financieringskosten</u>
Windklimaat	Klein	Kleine verschillen tussen de windparken; beïnvloedt de <u>bruto opbrengst</u>
Afstand tot de haven	Klein	Kleine verschillen tussen de windparken; beïnvloedt de <u>WTG Opex</u>

De WACC heeft een grote invloed op de LCoE-verschillen tussen windparken, doordat het de financieringskosten bepaalt. Wanneer de marktcondities veranderen, kan een hogere of lagere WACC direct invloed hebben op de kostenstructuur van een project. Windparken die onder gunstigere financieringsomstandigheden worden ontwikkeld, profiteren van lagere kapitaalkosten, terwijl projecten met een hogere WACC een

⁴ De WACC is het gewogen gemiddelde rendement dat een ontwikkelaar moet bieden aan investeerders (aandeelhouders en schuldeisers). Hoe hoger de WACC, hoe hoger de financieringskosten en daarmee de LCoE.

stijging in LCoE ervaren. Dit effect kan per windpark verschillen en is afhankelijk van de financiële marktomstandigheden op het moment van tendering.

Het windklimaat heeft een beperkte invloed op de LCoE-verschillen tussen de windparken. Hoewel kleine variaties in windsnelheid en -richting optreden, is het algemene windaanbod in de regio vergelijkbaar. Dit betekent dat de bruto energieopbrengst per geïnstalleerde capaciteit tussen de windparken weinig verschilt, waardoor het windklimaat geen doorslaggevende factor is in de LCoE-verschillen.

De afstand tot de haven beïnvloedt de operationele kosten van de windparken, maar de impact op de LCoE-verschillen is beperkt. Windparken dicht bij een servicehaven hebben lagere transportkosten voor onderhoudspersoneel en schepen, wat resulteert in een iets lagere WTG OPEX. Omdat de afstanden tussen de getenderde windparken relatief klein zijn, blijven de verschillen in operationele kosten beperkt.

2 Technische analyse

2.1 Introductie

Dit hoofdstuk beschrijft de technische aannames die ten grondslag liggen aan deze studie. De eerste paragraaf gaat in op de aannames voor de windparken, waaronder de turbine keuze. Daarna volgen de verschillende opties van IJV G-B, met elk hun eigen uitgangspunten. Tot slot worden de uitgangspunten voor de berekening van de energieopbrengst toegelicht en wordt gekeken naar de invloed van de verschillende layouts op de energieopbrengsten.

2.2 Aannames windpark

Voor deze studie is in samenspraak met de klant gekozen voor het gebruik van een 15MW turbine. De gekozen 15MW turbine is de laagste turbinecapaciteit die binnen het kavelbesluit is toegestaan. Het daarmee samenhangende aantal turbines vertegenwoordigt het 'worst case' scenario' (zonder overplanting) voor de effecten van mijnbouwinpassingopties. Met een totaal geïnstalleerde capaciteit van 1GW in IJV G-B komt dit op een maximaal aantal te plaatsen turbines van 67 (zonder 'overplanting'). Hoewel grotere turbines de absolute LCoE kunnen verlagen, is dit niet meegenomen in deze studie aangezien de analyse zich richt op relatieve LCoE-verschillen bij een constante turbineselectie.

De windpark aannames zijn in Tabel 3 weergegeven.

Tabel 3: Windpark aannames

Parameter	Aanname	Referentie
WTG capaciteit	15MW	IEA15MW ⁵
Rotor diameter	240m	IEA15MW
Aspect ratio	332W/m ²	IEA15MW
Ashoogte	150m	IEA15MW
Vermogenscurve	Theoretisch	IEA15MW
Stuwkrachtcurve	Theoretisch	IEA15MW
Totale capaciteit	1GW	Kavelbesluit, de mogelijkheid tot overplanting is niet meegenomen
Turbineafstand	Minimaal 4 keer de rotor diameter	Kavelbesluit
Turbinelayout	Grid, met noord-zuid oriëntatie	AFRY ontwerp keuze

⁵ <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT>

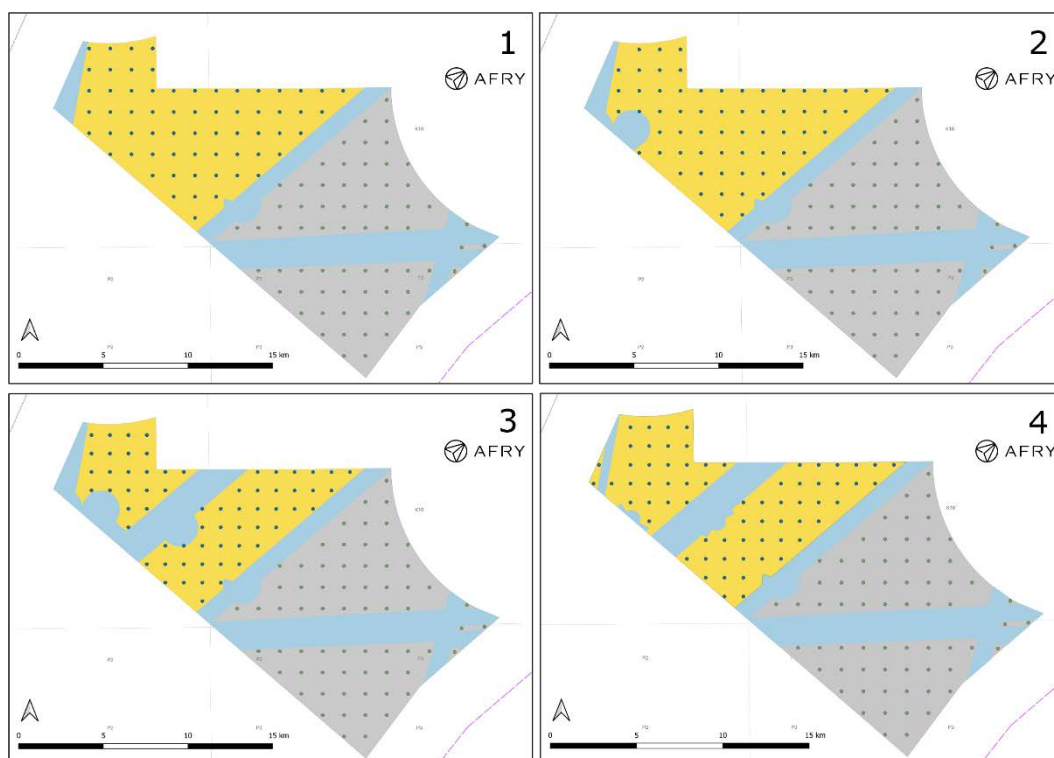
2.3 Windparken

Deze paragraaf presenteert de layouts van de verschillende windparken en mijnbouwwinpassingsopties voor IJV G-B.

IJmuiden Ver Gamma-A en -B

De verschillende mijnbouwwinpassingsopties voor IJV G-B, weergegeven in Figuur 1, zijn als volgt:

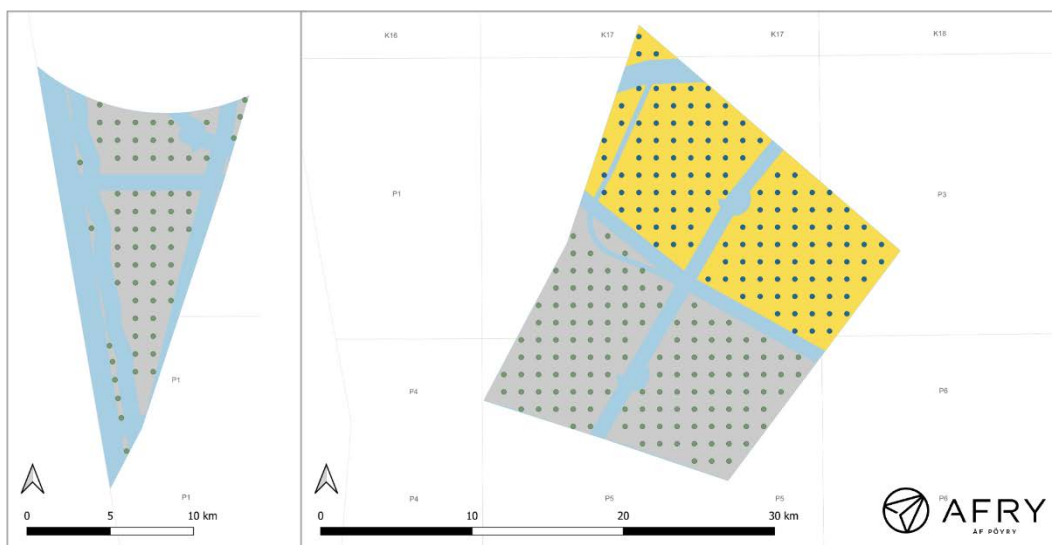
- optie 1: geen mijnbouw
- optie 2: een gaswinningsplatform bij coördinaat K met een obstakelvrije zone van 1100 meter
- optie 3: twee gaswinningsplatforms bij coördinaten K en L met beide een obstakelvrije zone van 1100 meter en bijbehorende corridors
- optie 4: een maatwerkoplossing waarin gaswinningsplatform met coördinaat K op de grens van de kavel is gepositioneerd, de obstakelvrije zone aan weerszijde van de bestaande pijpleiding is verkleind van 500 tot 240 meter, en de obstakelvrije zones van 1100 meter rondom de platforms K en L zijn beperkt tot een sector van 210 graden. Daarnaast blijft een corridor van 1 nautische mijl(NM) breed richting platform L behouden. Deze optie is ontworpen om de impact op de energieopbrengst te beperken, met behoud van veilige afstanden en inachtneming van technische randvoorwaarden.



Figuur 1: IJV G-B mijnbouwwinpassingsopties 1 tot en met 4 (geel) en IJmuiden Ver IJV G-A (grijs)

Nederwiek I-A, IJmuiden Ver Alpha en Beta

Naast de verschillende opties voor IJV G-B zijn de buurtparken NW I-A, IJV A en B ook meegenomen in de analyse. Deze windparken en hun turbinelayout zijn weergegeven in Figuur 2.



Figuur 2: Nederwiek I-A (links), IJV B (rechts, geel) en IJV A (rechts, grijs)

De turbineafstand per windpark varieert door de vorm en oppervlakte van elk windpark. De afstand tussen turbines heeft invloed op de energieopbrengst. In Tabel 4 zijn deze afstanden weergegeven.

Tabel 4: Turbineafstand grid layout

Windpark	Turbineafstand grid (m)	Windpark	Turbineafstand grid (m)
IJV G-B, optie 1	1210	IJV G-A	1260
IJV G-B, optie 2	1170	NW I-A	1070
IJV G-B, optie 3	1030	IJV A	1145
IJV G-B, optie 4	1090	IJV B	1145

2.4 Aanpak energieopbrengst berekeningen

Deze paragraaf beschrijft de aanpak voor de energieopbrengstberekeningen, waarbij eerst het windklimaat en vervolgens de zogmodellen worden toegelicht. Zowel interne als externe zogverliezen zijn meegenomen, gebruikmakend van twee zogmodellen: Eddy Viscosity en TurbOPark. Daarnaast worden de productieverliescategorieën kort toegelicht.

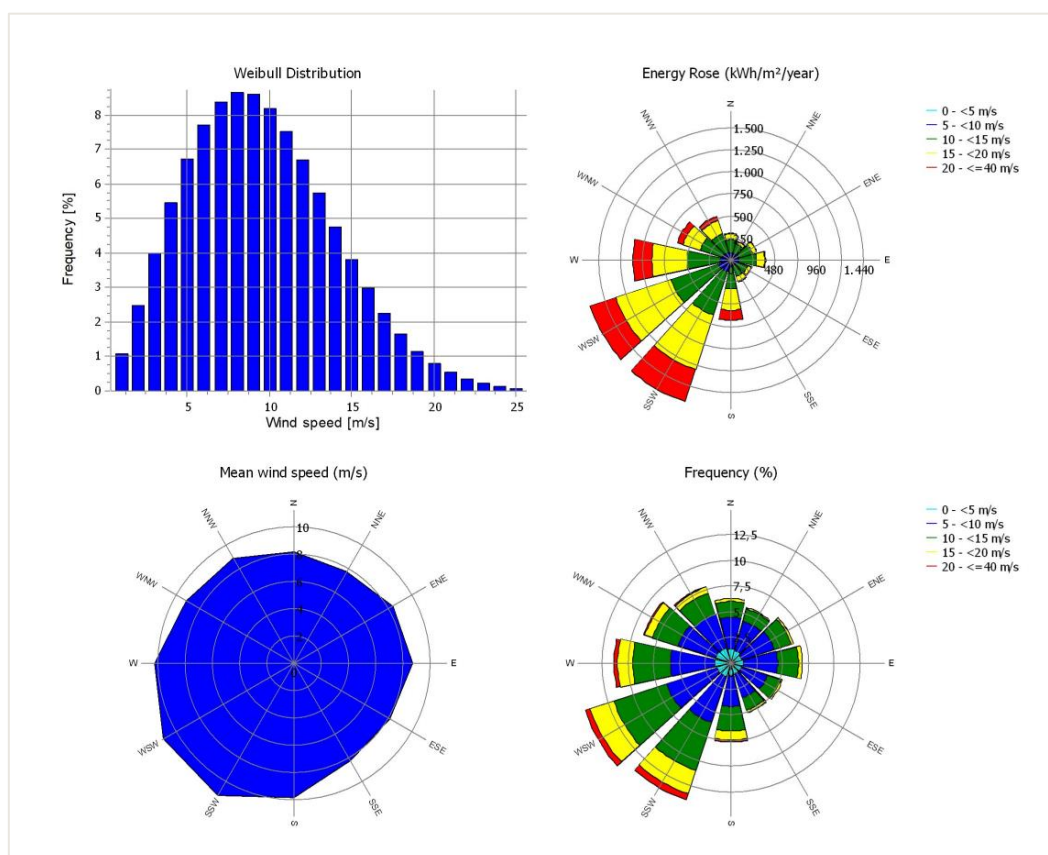
Winklimaat

Ten grondslag aan de energieopbrengsten ligt het windklimaat dat representatief is voor de lange termijn. Het windklimaat is bepaald aan de hand van de dataset ERA5, gemodelleerd en verstrekt door de European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Het model stelt een breed scala aan meteorologische parameters beschikbaar voor de periode van 1950 tot bijna real-time. De ERA5-gegevens zijn berekend met een ruimtelijke resolutie van 31 km en een temporele resolutie van één uur. Er zijn geen meetcampagnes gebruikt.

Tabel 5 geeft een samenvatting van de Weibull-parameters die het windklimaat in het centrum van IJmuiden Ver Gamma beschrijven. De windsnelheidsgradiënt over IJmuiden Ver Gamma is tevens aangegeven. Tabel 5 geeft een grafische samenvatting van het windklimaat.

Tabel 5: Windparameters voor IJmuiden Ver Gamma

Parameter	Resultaat
Dominante windrichting	WZW - ZZW
Jaargemiddelde windsnelheid (lange-termijn) op 100 m hoogte [m/s]	9.52
Weibull-schaalparameter op 100m hoogte (A)	11.65
Weibull-vormparameter op 100m hoogte (k)	2.236
Windsnelheidsgradiënt over IJmuiden Ver Gamma op 100m hoogte [m/s]	0.2



Figuur 3: Grafische samenvatting van het windklimaat van IJmuiden Ver Gamma op 100 meter

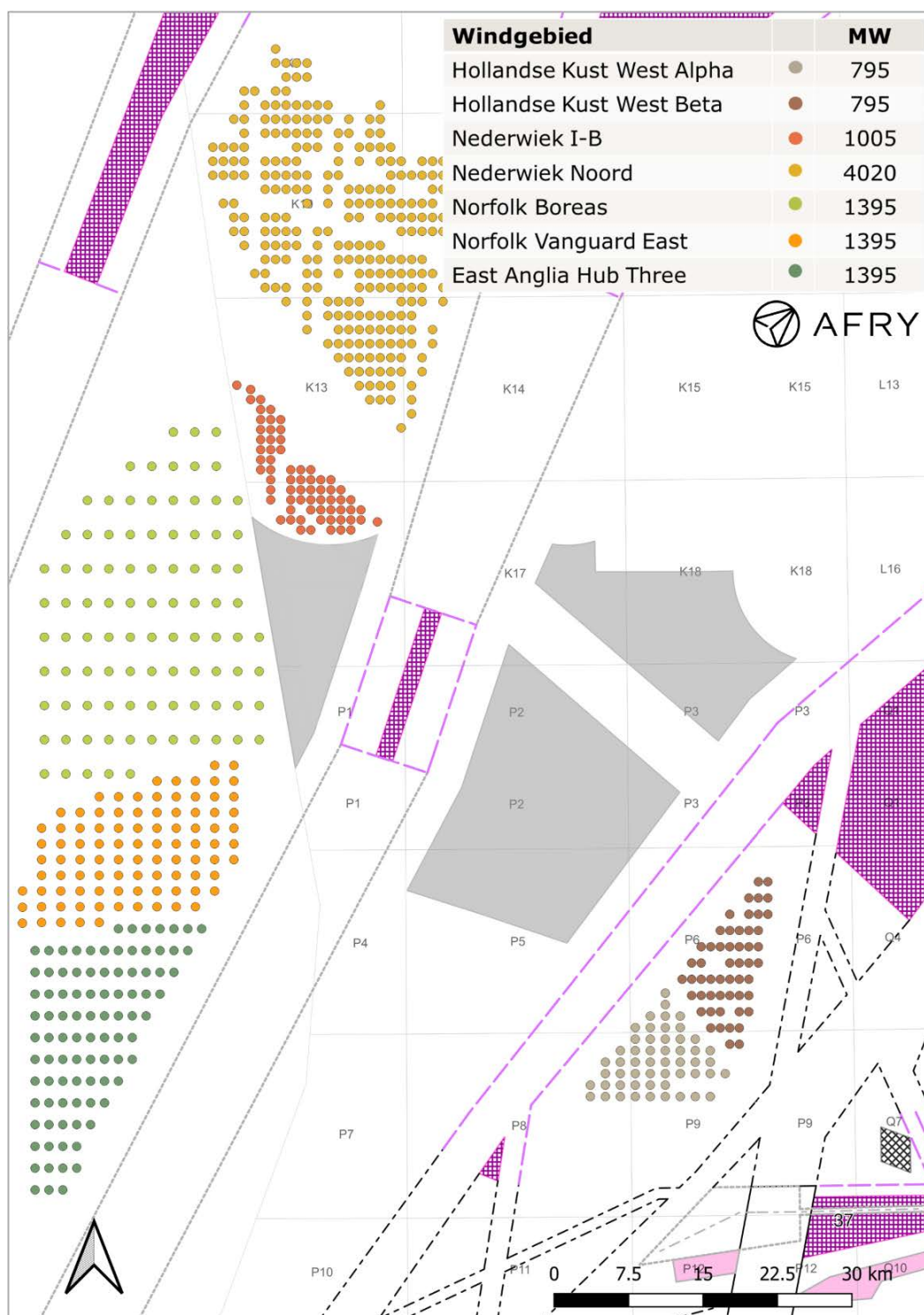
Na het bepalen van de posities van de windturbines en de bekabeling, is de bruto jaarlijkse energieopbrengst voor elke windturbine berekend met behulp van WindPRO en WASP. In de berekeningen zijn de aanwezige, zij het relatief kleine, windsnelheidsgradiënten over de windparkzones meegenomen. Elke windturbine is toegewezen aan het dichtstbijzijnde windklimaatknooppunt om de bruto jaarlijkse energieopbrengst ervan te berekenen.

De netto jaarlijkse energieopbrengst wordt berekend door verliesfactoren af te trekken van de bruto jaarlijkse energieopbrengst via de relatie $(1 - \text{verlies1}) * (1 - \text{verlies2}) * (1 - \dots)$.

Zogverliezen

De dominante verliesfactor voor een offshore windpark in IJmuiden Ver Gamma is het zogeffect. Het zogeffect wordt omschreven als de geaggregeerde invloed op de energieopbrengst van het windpark, die het gevolg is van de veranderingen in windsnelheid door de invloed van de turbines op elkaar. Interne zogverliezen betreft de invloed van turbines van het windpark zelf op turbines in het windpark.

Daarnaast is het effect van externe zogverliezen door nabijgelegen bestaande en geplande windparken, evenals windparken in aangrenzende landen, meegenomen in de analyse. Voor deze externe zogverliezen zijn alle windparken in de omgeving van IJmuiden Ver Gamma, inclusief de Britse windparken die vóór 2031 ontwikkeld zullen worden, in beschouwing genomen, zoals weergegeven in Figuur 4.



Figuur 4: Windparken die zijn meegenomen voor externe zogverliezen

Zogeffecten kunnen met verschillende modellen berekend worden, die van elkaar verschillen in complexiteit en aannames over turbulentie, zogontwikkeling en herstel van de windsnelheid. Voor deze studie zijn er twee zogmodellen gebruikt om een robuuster beeld te verkrijgen van de energieopbrengst en de LCoE van de windparken.

Beide modellen worden algemeen geaccepteerd als realistische benaderingen voor het modelleren van zogverliezen.

Het gebruik van zowel Eddy Viscosity als TurbOPark maakt het mogelijk om de invloed van modelkeuze op de resultaten te kwantificeren. Hierdoor wordt beter inzicht verkregen in de onzekerheidsmarges van de energieopbrengstberekeningen en de impact daarvan op de relatieve LCoE, wat essentieel is voor een evenwichtige en onderbouwde besluitvorming.

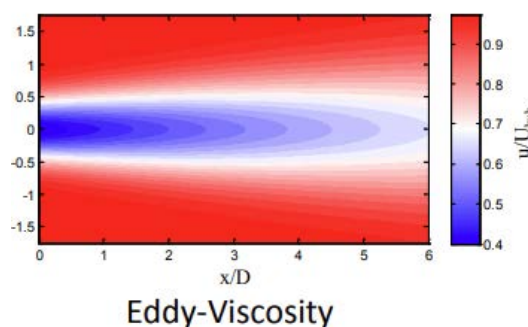
Zogmodel 1 – TurbOPark

Het TurbOPark-model is een geavanceerd zogmodel ontwikkeld door Ørsted om zowel interne als externe zogverliezen binnen en tussen windparken nauwkeurig te kunnen modelleren. Het model is gebaseerd op bestaande Gaussiaanse zogmodellen, zoals die van Bastankhah, Porté-Agel en Eddy Viscosity-modellen, maar voegt belangrijke verfijningen toe, vooral in de manier waarop turbulentie wordt behandeld.

Een belangrijk kenmerk van TurbOPark is de mogelijkheid om variabele menging als gevolg van turbulentie te simuleren, met name de zog-geïnduceerde turbulentie direct achter de rotor. Dit verbetert het herstel van de windsnelheid in het zoggebied. Het model gebruikt een zogexpansieparameter (A), die is gekalibreerd op basis van offshore windparkgegevens en is op een constante waarde van 0,04 ingesteld. Daarnaast houdt TurbOPark rekening met blokkage-effecten, die verder worden verfijnd met het Forsting: 2017 blokkagemodel.

Zogmodel 2 – Ainslie (Eddy-viscosity) met Deep Array Correction (DAC)

Het Ainslie-zogmodel is een Reynoldsgemiddeld Navier-Stokes model. Het originele Ainslie-zogmodel kan minder goed omgaan met grote windparken en onderschat de zogeffecten, dus daarom is in WindPro Ainslie gecombineerd met Deep Array Correction (DAC). De zogverspreiding is niet lineair maar Gaussisch (zie Figuur 5). Het lineaire model van Forsting: 2017 wordt gebruikt als blokkage model.



Figuur 5: Visualisatie van snelheidsverlies achter een turbine gemodelleerd met eddy-viscosity (Gaussiaans zogprofiel)⁶

⁶ National Renewable Energy Laboratory (NREL) - A Review of Wind Turbine Wake Models and Future Directions, 2013 North American Wind Energy Academy (NAWEA) Symposium, August 6, 2013, Matthew J. Churchfield.

Blokkage model – Forsting: 2017

Het Forsting: 2017 blokkagemodel biedt een gedetailleerde benadering om de voorwaartse windafname te modelleren die optreedt voor een windturbine als gevolg van de verstoring van de luchtstroom door de rotor. Dit resulteert in een nauwkeuriger schatting van de windsnelheden en energieopbrengst. Het model is geoptimaliseerd voor offshore windparken en integreert naadloos met geavanceerde zogmodellen zoals TurbOPark en Eddy Viscosity.

De scope van deze studie omvat lineaire zogmodellen en sluit het gebruik van computationeel intensieve stromingsmodellen (zoals CFD en LES) uit.

Productieverliezen

Verder zijn in deze studie verschillende categorieën van verliezen meegenomen die een compleet beeld geven van de productieverliezen binnen het windpark, namelijk: beschikbaarheidverliezen (3,5%), prestatieverliezen (2,5%), elektrische verliezen (1,5), parkbekapeling verliezen (0,5-0,7%), en milieufactoren zoals bladdegradatie en ijsvorming (0,5%).

2.5 Energieopbrengst resultaten

Deze paragraaf analyseert de energieopbrengstresultaten van de verschillende mijnbouwinstallatieopties voor IJV G-B en de omliggende windparken. De resultaten van de twee zogmodellen, Eddy Viscosity en TurbOPark, staan afzonderlijk weergegeven om ook de invloed van het zogmodel te kunnen beoordelen.

De energieopbrengstresultaten voor de vier opties van de windparken IJV G-B en van IJV G-A, IJV-A, IJV-B en NW I-A zijn weergegeven in Tabel 6 en Tabel 9. De resultaten tonen de energieopbrengst in GWh, na productieverliezen tot het TenneT platform, per optie, evenals het verschil ten opzichte van optie 1 voor IJV G-B in procenten.

Energieopbrengst resultaten – Zogmodel 1: TurbOPark

Uit de resultaten blijkt dat de energieopbrengst met gebruik van zogmodel 1 – TurbOPark bij de windparken IJV G-A, NW I-A, IJV-A en IJV-B, bijna hetzelfde blijft, ongeacht de optie voor IJV G-B. Bij IJV G-B is er een groter verschil in energieopbrengst, afhankelijk van de gekozen optie. De energieopbrengst voor optie 1 is 3794 GWh, voor optie 2 3778 GWh en voor optie 3 3754 GWh, wat resulteert in een verschil ten opzichte van optie 1 van -0,4% en -1,1% voor respectievelijk optie 2 en optie 3. De energieopbrengst voor optie 4, de maatwerkoplossing, is 3788 GWh, wat neerkomt op een verschil van -0,2% ten opzichte van optie 1.

Tabel 6: Energieopbrengstresultaten van optie 1 en 2 met zogmodel 1 – TurbOPark

Windpark	optie1		optie 2	
	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)
IJV - A	7418	-	7418	0,0%
IJV - B	7165	-	7166	0,0%
NW I-A	3872	-	3873	0,0%
IJV G-A	3822	-	3820	-0,1%

IJV G-B	3794	-	3778	-0,4%
---------	------	---	------	-------

Tabel 7: Tabel 8: Energieopbrengstresultaten van optie 3 en 4 met zogmodel 1 – TurbOPark

Windpark	optie 3		optie 4	
	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)
IJV - A	7418	0.0%	7418	0,0%
IJV - B	7169	0.1%	7169	0,1%
NW I-A	3873	0.0%	3873	0,0%
IJV G-A	3811	-0.3%	3818	-0,1%
IJV G-B	3754	-1.1%	3788	-0,2%

Energieopbrengst resultaten – Zogmodel 2: Eddy Viscosity

Uit de resultaten blijkt dat, net als bij zogmodel 1 – TurbOPark, de energieopbrengst met gebruik van zogmodel 2 – Eddy-Viscosity bij de windparken IJV G-A, NW I-A, IJV-A en IJV-B, bijna hetzelfde blijft, ongeacht de optie voor IJV G-B. Bij IJV G-B is er een groter verschil in energieopbrengst, afhankelijk van de gekozen optie. De energieopbrengst voor optie 1 is 3739 GWh, voor optie 2 3725 GWh en voor optie 3 3681 GWh, wat resulteert in een verschil ten opzichte van optie 1 van -0,4% en -1,5% voor respectievelijk optie 2 en optie 3. De energieopbrengst voor optie 4, de maatwerkoplossing, is 3730 GWh, wat neerkomt op een verschil van -0,2% ten opzichte van optie 1.

Tabel 9: Energieopbrengstresultaten van optie 1 en 2 met zogmodel 2 – Eddy Viscosity

Windpark	optie 1		optie 2	
	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)
IJV - A	7499	-	7497	0,0%
IJV - B	7364	-	7366	0,0%
NW I-A	3896	-	3895	0,0%
IJV G-A	3803	-	3805	0,1%
IJV G-B	3739	-	3725	-0,4%

Tabel 10: Energieopbrengstresultaten van optie 3 en 4 met zogmodel 2 – Eddy Viscosity

Windpark	optie 3		optie 4	
	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)
IJV - A	7490	-0,1%	7494	-0,1%
IJV - B	7367	0,0%	7364	0,0%
NW I-A	3889	-0,2%	3892	-0,1%
IJV G-A	3800	-0,1%	3804	0,0%

IJV G-B	3681	-1,5%	3730	-0,2%
---------	------	-------	------	-------

Vergelijking tussen de zogmodellen

De resultaten tonen een vergelijkbare trend, maar ook verschillen tussen zogmodel 1 – TurbOPark en zogmodel 2 – Eddy-Viscosity, met name bij het verschil tussen windpark IJV G-B optie 1 en optie 3. Beide zogmodellen laten zien dat optie 3 de laagste energieopbrengst heeft, maar het verschil is 0,4% groter bij Eddy-Viscosity dan bij TurbOPark.

Voor de overige windparken blijven de verschillen in energieopbrengst tussen de opties verwaarloosbaar, ongeacht het gekozen zogmodel.

Gevoeligheidsanalyse: invloed van layoutoptimalisatie op verschillen in energieopbrengst tussen opties

In aanvulling op de uniforme turbine grid layout is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de turbinelayout per optie is geoptimaliseerd om de energieopbrengst te maximaliseren, binnen de beperkingen van elke optie. De optimalisatie zorgt voor een betere positionering van turbines in relatie tot elkaar, waardoor de zogverliezen verder beperkt worden.

Onderstaande tabel toont het effect op de netto energieopbrengst (TurbOPark) per optie. De verschillen ten opzichte van optie 1 neemt af voor optie 3 en gaat van negatief naar positief voor optie 4 bij een geoptimaliseerde layout:

Tabel 11: Netto energieopbrengst per mijnbouwinpassingsoptie met uniforme turbine grid layout en geoptimaliseerde turbinelayout (TurbOPark), en het verschil ten opzichte van optie 1.

IJV G-B	Uniforme turbine grid layout		Geoptimaliseerd layout	
	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)	Energie opbrengst (GWh)	Vershil t.o.v. optie 1 (%)
Optie 1	3794	0.0%	3855	0.0%
Optie 2	3778	-0.4%	3839	-0.4%
Optie 3	3754	-1.1%	3824	-0.8%
Optie 4	3788	-0.2%	3859	0.1%

De resultaten bevestigen dat het relatieve verschil in energieopbrengst tussen de opties kleiner wordt bij verdere optimalisatie van de turbinelayout. In het geval van optie 4 veranderd de energieopbrengst van iets lager naar iets hoger dan die van optie 1.

3 Kostenanalyse (Levelized Cost of Energy)

3.1 Introductie

Dit hoofdstuk beschrijft de kostenanalyse die in deze studie is uitgevoerd met een relatieve LCoE-vergelijking. Eerst worden de belangrijkste aannames voor de kosten van het windpark besproken, gevolgd door de aanpak voor het berekenen van de LCoE. Daarna worden de resultaten van de relatieve LCoE voor de verschillende layouts gepresenteerd.

3.2 Aannames voor windpark kosten

In Tabel 12 worden de belangrijkste kostenaannames van het offshore windpark kort toegelicht. Zoals vermeld in de algemene aanpak, zullen de meeste van deze posten geen invloed hebben op de relatieve LCoE-verschillen tussen de verschillende layouts.

Tabel 12: Kostenaannames voor offshore windpark LCoE

Parameter	Veronderstelling	Referentie
Kapitaaluitgaven (CAPEX)		
Kosten van de turbine	Inclusief levering, transport en installatie en afhankelijk van de afstand tot de haven. Kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Fundatiemethode	Monopiles	Naar verwachting economisch gunstig in de beschouwde waterdieptes
Staalprijzen	Op basis van de laatste marktprijzen	AFRY prijsdatabase
Fundatie gewicht	Gebaseerd op formule die gebaseerd is op specifieke bodemomstandigheden en relatie waterdiepte en golfcondities. De formule is vertrouwelijk	AFRY fundatiemodel
Fundatie kosten	Inclusief levering, transport en installatie van funderingen en afhankelijk van de afstand tot de haven. Kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Parkbekabelingskosten	Gebaseerd op aluminium in de kabels. Kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Kosten voor kabelkruisingen	Niet meegenomen	AFRY prijsdatabase
Andere CAPEX	Diverse posten (bijvoorbeeld havenfaciliteiten en bouwbeheer). De kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
CAPEX onvoorzien	Gebaseerd op marktconforme niveaus	AFRY prijsdatabase
Verzekeringen tijdens de bouw	Vertraging start, constructie all-risk, wettelijke aansprakelijkheid. Tarieven zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Ontwikkelingsuitgaven (DEVEX)	Vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Operationele uitgaven (OPEX)		

Beheerkosten	Op basis van een klein operationeel team	AFRY prijsdatabase
Turbine onderhoud	Gebruik van Service Maintenance Agreement (SMA) met turbineleverancier. Inclusief afhankelijkheid van de afstand tot de haven. Kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Verzekeringen tijdens operaties	Operationele all-risk, bedrijfsonderbreking, wettelijke aansprakelijkheid. Tarieven zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
Onderhoud van de installaties	Gebaseerd op de kosten van de onderhoudsdienst. De kosten zijn vertrouwelijk	AFRY prijsdatabase
OPEX-niveau voor onvoorziene uitgaven	Gebaseerd op marktconforme niveaus	AFRY prijsdatabase
Andere veronderstellingen		
Financiering	Project wordt gefinancierd op de balans	Meest representatief geacht
Inkomsten	Niet vereist voor LCoE-berekeningen	-
Vereist rendement, required return on investment is ROI	7%	Afry expert inschatting
Gewogen gemiddelde kosten van kapitaal, WACC (Weighted Average Cost of Capital)	7%	Afry expert inschatting
Indexeringsniveaus	2% per jaar	AFRY prijsdatabase
Afschrijvingstermijn	35 jaar	Aanname gebaseerd op vergunningstermijn
Vergunningstermijn	40 jaar	Gebaseerd op Kavelbesluit windenergiegebied IJmuiden Ver

De inputs van Tabel 12 worden ingevoerd in het deel van de formule dat betrekking heeft op de kosten van het windpark en verdisconteerd op basis van het vereiste rendement gedurende de levensduur van het windpark. AFRY berekent de LCoE per variant door de verdisconteerde kosten te delen door de verdisconteerde energieopbrengst per variant.

Voor deze studie is gekozen om de marktcondities ten tijde van de tenders van IJV A en B te hanteren, terwijl voor NW I-A, IJV G-A en IJV G-B de huidige marktcondities zijn gebruikt. Hierdoor worden, naast de verschillen in gebiedskenmerken (zoals windklimaat, waterdiepte en afstand tot de haven), ook veranderingen in investerings- en operationele kosten meegenomen in de analyse. Deze aanpak biedt inzicht in hoe ontwikkelaars de financiële haalbaarheid van de huidige getenderde windparken beoordelen ten opzichte van IJV A en B.

De analyse van marktontwikkelingen in deze studie volgt dezelfde methode als AFRY's Offshore Wind Energy Market Study (RVO, april 2024)⁷, waarin de marktontwikkelingen

⁷ Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), Offshore Wind Energy Market Study, april 2024. Beschikbaar via: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Offshore_Wind_Energy_Market_Study_April_2024_2.pdf

van offshore wind in Nederland zijn onderzocht, met specifieke focus op het investeringsklimaat, kostenontwikkelingen en financieringsuitdagingen. Tabel 13 geeft een overzicht van de belangrijkste factoren die de kostenverschillen door marktontwikkelingen bepalen. De grootste toename wordt veroorzaakt door de stijging van de risicovrije rente, die leidt tot een hogere WACC (+0,5%), wat direct invloed heeft op de financieringskosten. Daarnaast spelen de gestegen prijzen voor koper en aluminium (+20%) en de hogere T&I- en O&M-kosten (+5-15% en +5-10%) een rol. De staalprijzen blijven daarentegen stabiel, wat betekent dat er geen directe impact wordt verwacht op de kosten voor fundaties en windturbines.

Tabel 13: Overzicht van de kostenverschilaanname voor deze studie

Factoren	Invloed op	Verschil t.o.v. IJV A & B	Bron
Risicovrije rente	WACC	+0.5	Baron's, 'Netherlands 30 Year Government Bond'
Staalprijzen	FOU & WTG	-	FRED, Producer Price Index by Industry: Fabricated Structural Metal
Koper & aluminium	IAC	+20%	LME, London Metal Exchange Official Prices for Copper and Aluminium
T&I	CAPEX	+(5-15)%	AFRY's marktinformatie
O&M	OPEX	+(5-10)%	AFRY's marktinformatie

3.3 Aanpak LCoE

De LCoE-berekeningen zijn uitgevoerd met het AFRY LCoE-model. Dit model is in de loop der jaren doorontwikkeld, voor tal van projecten gebruikt en meerdere malen gevalideerd voor projecten waaraan AFRY heeft gewerkt. Vanwege de diepgaande en diverse marktinzichten die AFRY heeft opgedaan in offshore windprojecten, is dit model en de inputs ervan bijzonder goed uitgerust voor het uitvoeren van LCoE-vergelijkingsstudies.

Voor deze studie wordt aangenomen dat het windpark op eigen vermogen van een ontwikkelaar wordt gefinancierd (een alternatieve aanpak zou zijn om uit te gaan van projectfinanciering⁸). Deze benadering geeft de meest zuivere benadering van de LCoE van de offshore windparken.

De definitie van Levelized Costs of Energy van Wikipedia is:

De LCoE is de netto contante waarde van de energiekosten per eenheid energie gedurende de levensduur van de installatie. De LCoE wordt vaak gebruikt als indicatie voor de gemiddelde prijs die de installatie op een markt moet ontvangen om tijdens zijn levensduur kostendekkend te zijn.

De LCoE wordt daarom weergegeven door de volgende formule (eenvoudige vorm):

⁸ Een projectfinancieringsaanpak voor de berekening van een LCoE voor offshore-windenergie zou ook financieringskosten bevatten, aangezien bij projectfinanciering gebruik wordt gemaakt van bankleningen om een groot deel van de CAPEX van het project te financieren. De LCoE van een windpark met projectfinanciering zal dus ook deze kosten bevatten. Aangezien wij ons in deze studie voornamelijk willen richten op de kosten/kapitaal van het windpark, hebben wij gekozen voor een balansfinancieringsbenadering. Deze aanpak sluit goed aan bij de manier waarop verschillende grote ontwikkelaars hun windprojecten financieren.

$$LCoE = \frac{\text{Sum of costs of windfarm over lifetime (in euro)}}{\text{Total produced electricity (MWh)}}$$

Wanneer de verdiscontering van de kasstromen wordt meegerekend, ziet de gedetailleerde formule er als volgt uit:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + DECOM_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Production_t}{(1+r)^t}}$$

Met⁹ ;

n = totaal aantal jaren

t = jaar

r = vereist rendement/WACC

CAPEX = kapitaal uitgaven (investeringen)

OPEX = operationele uitgaven

DECOM = ontmantelingsuitgaven

3.4 Relatieve LCoE resultaten

Deze paragraaf analyseert de resultaten van de relatieve LCoE. Aangezien de LCoE sterk samenhangt met de zogverliezen en de andere parameters vrijwel constant blijven, worden de verschillen voornamelijk veroorzaakt door variaties in de zogverliezen. Dit resulteert in LCoE-resultaten die sterke overeenkomsten vertonen met de energieopbrengstresultaten.

Figuur 6, 7, 8 en 9 illustreren voor verschillende opties van IJV G-B het verschil in netto LCoE van de geanalyseerde windparken vergeleken met het referentie windpark IJV-A, evenals de impact op IJV B, NW I-A en IJV G-A. Daarnaast wordt de invloed van de afzonderlijke LCoE-parameters op dit verschil in netto LCoE weergegeven. Tabel 15 en Tabel 16 toont een gedeelte van de relatieve resultaten, onderverdeeld per LCoE-parameter. De resultaten worden gepresenteerd voor zowel het TurbOPark ('TP')- als het Eddy Viscosity ('EV')-model.

Resultaten IJmuiden Ver Gamma-B opties

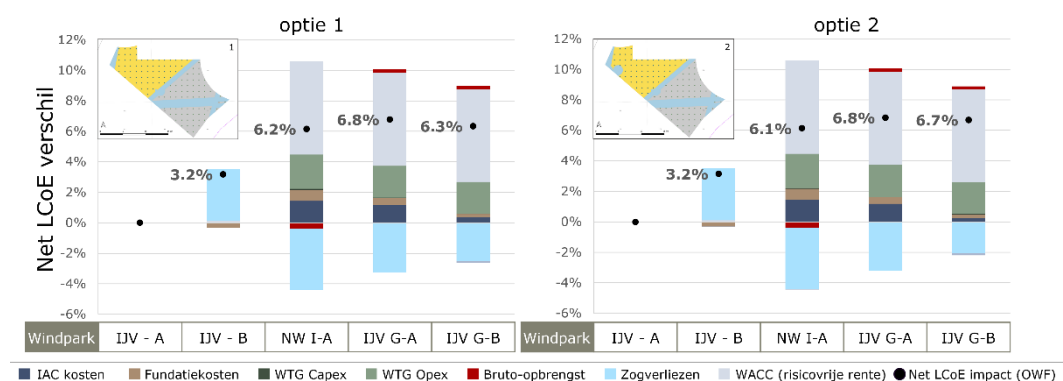
Tabel 14: LCoE-verskil en verschil-in-verskil voor opties IJV G-B

IJV G-B	LCoE-verskil tov IJV A [%]		Verskil-in-verskil tov optie 1 [procentpunt]	
	TurbOPark	Eddy-Viscosity	TurbOPark	Eddy-Viscosity
Optie 1	6,3	9,1	-	-
Optie 2	6,7	9,3	0,4	0,2
Optie 3	7,3	10,5	1,0	1,4
Optie 4	6,6	9,3	0,3	0,2

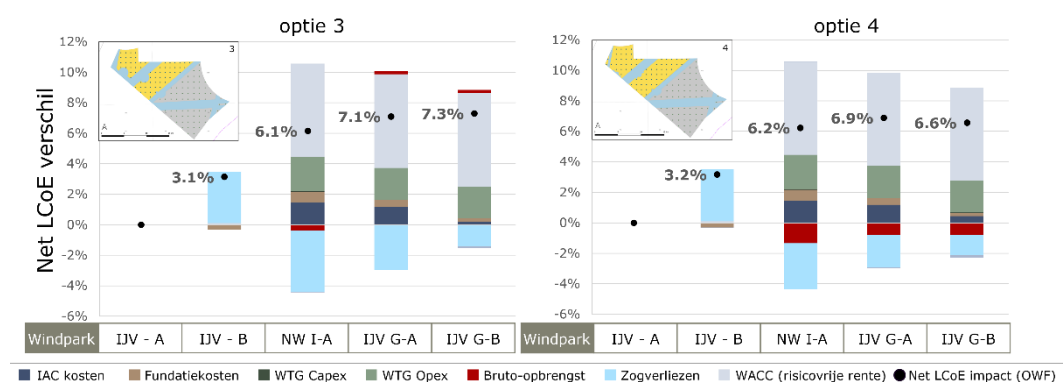
⁹ De LCoE zal (in de meeste literatuurgevallen) bovendien worden gecorrigeerd voor belastingkosten, waardoor de LCoE een LCoE na belasting wordt (niet meegenomen in bovenstaande formule).

Optie 1 van IJV G-B toont een 6,3% (TP) en 9,1% (EV) netto LCoE-verschil, terwijl **optie 2**, met een kleinere obstakelvrije zone voor mijnbouwactiviteiten, een 6,7% (TP) en 9,3% (EV) LCoE-verschil vertoont ten opzichte van IJV-A. Het verschil-in-verschil van 0,4 procentpunt (TP) en 0,2 procentpunt (EV) tussen beide opties voor IJV G-B is beperkt en kan voornamelijk worden toegeschreven aan de iets lagere energieopbrengst die met optie 2 wordt gerealiseerd. Doordat de turbines dichter bij elkaar staan, wordt de LCoE verhoogd, maar dit wordt slechts deels gecompenseerd door lagere kabelkosten. Het verschil-in-verschil van de omliggende windparken is verwaarloosbaar.

Bij de grootste obstakelvrije zone voor mijnbouwactiviteiten van **optie 3** is een netto LCoE-verschil van 7,3% (TP) en 10,5% (EV) van IJV G-B ten opzichte van IJV-A te zien. Vergeleken met 6,3% (TP) en 9,1% (EV) bij optie 1 is dit een significant verschil-in-verschil van 1,0 procentpunt (TP) en 1,4 procentpunt (EV). Dit verschil-in-verschil is voornamelijk te verklaren door de lagere energieopbrengst die met optie 3 wordt gerealiseerd. De compensatie door lagere kabelkosten is voor optie 3 nog steeds minimaal, maar wel groter dan bij optie 2. De invloed van optie 3 op de omliggende windparken is verwaarloosbaar met uitzondering van het direct naastliggende windpark IJV G-A, waar bij optie 3 een verschil-in-verschil van 0,3 procentpunt (TP) ten opzichte van optie 1 te zien is.

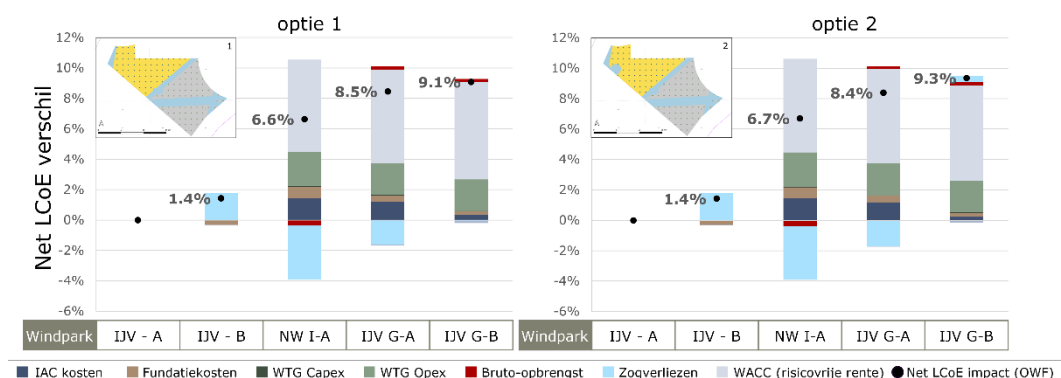


Figuur 6: Relatieve LCoE vergelijking tussen optie 1 en 2 - IJV G-B (TurbOPark)

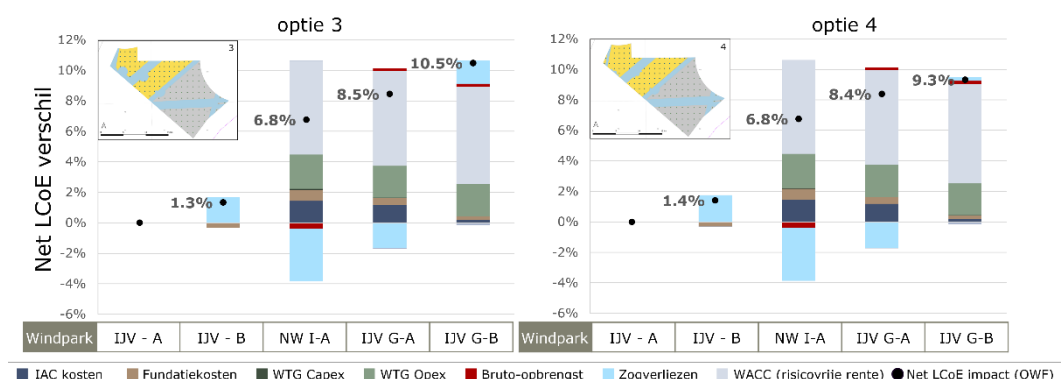


Figuur 7: Relatieve LCoE vergelijking tussen optie 3 en 4 - IJV G-B (TurbOPark)

De maatwerkoplossing van optie 4, waarbij de locatie van platform K is verplaatst en de obstakelvrije zones rondom de gaswinningsplatforms en de bestaande pijpleiding zijn verkleind, resulteert in een netto LCoE-verschil van 6,6% (TP) en 9,3% (EV) ten opzichte van IJV-A. Dit komt neer op een verschil-in-verschil van 0,3 procentpunt (TP) en 0,2 procentpunt (EV) ten opzichte van optie 1. Door dit maatwerk is de negatieve impact op de energieopbrengst beperkt gebleven, terwijl alsnog rekening is gehouden met de noodzakelijke veiligheidsmarges en technische randvoorwaarden. Bovendien laat de gevoeligheidsanalyse zien dat, bij optimalisatie van de turbine-layouts voor optie 1 en 4, de energieopbrengst van optie 4 zelfs licht hoger uitvalt dan die van optie 1 (zie paragraaf 2.5), wat wijst op een potentieel gunstiger LCoE voor optie 4.



Figuur 8: Relatieve LCoE vergelijking tussen optie 1 en 2 - IJV G-B (Eddy-Viscosity)



Figuur 9: Relatieve LCoE vergelijking tussen optie 3 en 4 - IJV G-B (Eddy-Viscosity)

Tabel 15: LCoE-verschil tov IJV A per optie en windpark, met onderverdeling naar invloed van afzonderlijke LCoE parameter en kleurcode ten opzichte van optie 1 (TurbOPark)

Parameter	optie	IJV - A	IJV - B	NW I-A	IJV G-A	IJV G-B
Net LCoE impact (%)	optie 1	-	3,2	6,2	6,8	6,3
	optie 2		3,2	6,1	6,8	6,7
	optie 3		3,1	6,1	7,1	7,3
	optie 4		3,2	6,2	6,9	6,6
Bruto-opbrengst (%)	optie 1	-	0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 2		0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 3		0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 4		0,0	-0,4	0,2	0,2
Zogverliezen (%)	optie 1	-	3,4	-4,0	-3,2	-2,5
	optie 2		3,4	-4,0	-3,2	-2,1
	optie 3		3,4	-4,0	-2,9	-1,4
	optie 4		3,4	-4,0	-3,1	-2,3
Fundatiekosten (%)	optie 1	-	-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 2		-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 3		-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 4		-0,3	0,7	0,5	0,2
IAC kosten (%)	optie 1	-	0,0	1,4	1,2	0,4
	optie 2		0,0	1,4	1,2	0,3
	optie 3		0,0	1,4	1,2	0,2
	optie 4		0,0	1,4	1,2	0,4
WTG Opex (%)	optie 1	-	0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 2		0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 3		0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 4		0,0	2,2	2,1	2,1

Tabel 16: LCoE-verschil tov IJV A per optie en windpark, met onderverdeling naar invloed van afzonderlijke LCoE parameter en kleurcode ten opzichte van optie 1 (Eddy-Viscosity)

Parameter	optie	IJV - A	IJV - B	NW I-A	IJV G-A	IJV G-B
Net LCoE impact (%)	optie 1	-	1,4	6,6	8,5	9,1
	optie 2		1,4	6,7	8,4	9,3
	optie 3		1,3	6,8	8,5	10,5
	optie 4		1,4	6,8	8,4	9,3
Bruto-opbrengst (%)	optie 1	-	0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 2		0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 3		0,0	-0,4	0,2	0,2
	optie 4		0,0	-0,4	0,2	0,2
Zogverliezen (%)	optie 1	-	1,8	-3,5	-1,6	-0,1
	optie 2		1,7	-3,5	-1,7	0,4
	optie 3		1,6	-3,5	-1,7	1,5
	optie 4		1,7	-3,5	-1,7	0,2
Fundatiekosten (%)	optie 1	-	-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 2		-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 3		-0,3	0,7	0,5	0,2
	optie 4		-0,3	0,7	0,5	0,2
IAC kosten	optie 1	-	0,0	1,4	1,2	0,4
	optie 2		0,0	1,4	1,2	0,3

WTG Opex (%)	optie 3	-	0,0	1,4	1,2	0,2
	optie 4		0,0	1,4	1,2	0,4
	optie 1		0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 2		0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 3		0,0	2,2	2,1	2,1
	optie 4		0,0	2,2	2,1	2,1

Resultaten Nederwiek I-A, IJmuiden Ver Gamma-A en -B

Tabel 17: LCoE-verschil tov IJV A

IJV G-B	LCoE-verschil tov IJV A [%]							
	TurbOPark				Eddy-Viscosity			
Optie	1	2	3	4	1	2	3	4
NW I-A	6,2	6,1	6,1	6,1	6,6	6,7	6,8	6,8
IJV G-A	6,8	6,8	7,1	6,8	8,5	8,4	8,5	8,5
IJV G-B	6,3	6,7	7,3	6,6	9,1	9,3	10,5	9,3

Tabel 18: verschil-in-verschil tov NW I-A

IJV G-B	Verschil-in-verschil tov NW I-A [procentpunt]							
	TurbOPark				Eddy-Viscosity			
Optie	1	2	3	4	1	2	3	4
NW I-A	-	-	-	-	-	-	-	-
IJV G-A	0,6	0,7	1,0	0,7	1,9	1,7	1,7	1,7
IJV G-B	0,1	0,6	1,2	0,5	2,5	2,6	3,7	2,6

Kostenverschillen tussen de windparken spelen, naast zogverliezen (die zijn besproken in paragraaf 2.5) een belangrijke rol in de relatieve LCoE-resultaten. NW I-A heeft hogere fundatiekosten, WTG Opex en IAC-kosten dan IJV G-A en IJV G-B. De fundatiekosten van IJV G-A zijn hoger dan die van IJV G-B, terwijl de OPEX voor IJV G-A en IJV G-B gelijk zijn. De extra kosten voor NW I-A worden echter gecompenseerd door lagere zogverliezen en een gunstiger windklimaat, waardoor NW I-A uiteindelijk de laagste LCoE heeft van de drie aankomende getenderde windparken.

Ten opzichte van IJV G-A is het verschil-in-verschil met NW I-A redelijk en varieert, afhankelijk van de optie, tussen 0,6 procentpunt en 1,0 procentpunt met het TurbOPark zogmodel, terwijl het verschil-in-verschil met gebruik van het Eddy-Viscosity zogmodel significant is en varieert tussen de 1,7 procentpunt en 1,9 procentpunt. Hoewel NW I-A in beide zogmodellen het meest gunstig is, verschilt de mate van het verschil-in-verschil tussen de modellen aanzienlijk.

Het verschil-in-verschil tussen NW I-A en IJV G-B hangt sterker af van de mijnbouwinstallatiesoptie. Bij optie 1 bedraagt het verschil-in-verschil tussen NW I-A en IJV G-B 0,1 procentpunt (TP) en 2,5 procentpunt (EV). Bij optie 2 neemt dit toe tot 0,6% (TP) en 2,6% (EV). Bij optie 3 loopt het op tot 1,2% (TP) en 3,7% (EV). Bij optie 4 bedraagt het verschil-in-verschil 0,5 procentpunt (TP) en 2,6 procentpunt (EV). Net als bij de vergelijking met IJV G-A toont het Eddy-Viscosity zogmodel hier grotere verschil-in-verschillen dan het TurbOPark zogmodel.

IJV G-A heeft met het TurbOPark zogmodel een vergelijkbare LCoE als **IJV G-B** voor alle vier de opties, met een maximaal verschil-in-verschil van 0,5 procentpunt. Met het Eddy-Viscosity model daarentegen heeft IJV G-A een gunstigere LCoE dan IJV G-B voor elke optie. Het verschil-in-verschil loopt op van 0,6 procentpunt bij optie 1 tot 0,9 procentpunt bij optie 2, 2,0 procentpunt bij optie 3 en af naar 0,9 procentpunt bij optie 4.

Gevoeligheidsanalyse: invloed van layoutoptimalisatie op verschillen in LCoE tussen opties

Zoals beschreven in paragraaf 2.5 is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om te onderzoeken hoe optimalisatie van de turbinelayout de energieopbrengst beïnvloedt. In het geval van optie 4 resulteert de optimalisatie zelfs in een hogere opbrengst dan bij optie 1. Aangezien de LCoE verschillen gedomineerd worden door verschillen in energieopbrengst zal de LCoE van optie 4 bij een geoptimaliseerde layout ook veranderen van iets hoger naar iets lager dan de LCoE van optie 1.

Referentie windparken IJmuiden Ver Alpha en Beta

De verandering in marktcondities heeft een significante invloed op de LCoE-resultaten. De stijging van de risicovrije rente leidt tot een hogere WACC, wat direct resulteert in een toename van de financieringskosten van de windparken. Windparken die onder de eerdere marktcondities zijn getenderd, IJV A en Beta, profiteren van een lagere WACC en daardoor een gunstigere financieringsstructuur. In contrast daarmee worden de huidige getenderde windparken, waaronder IJV G-B, IJV G-A en NW I-A, geconfronteerd met een minder aantrekkelijke kapitaalmarkt, wat de LCoE verhoogt en daarmee de financiële haalbaarheid voor ontwikkelaars beïnvloedt. Daarnaast dragen de stijging van kabelkosten en hogere T&I- en O&M-kosten verder bij aan de toename van de LCoE, wat de kostendruk op deze projecten vergroot.

Conclusies

In deze studie is onderzocht wat de invloed is van verschillende mijnbouwinpassingsopties op de energieopbrengst en de Levelized Cost of Energy ('LCoE') van het windpark op zee IJmuiden Ver Gamma-B ('IJV G-B') en de omliggende windparken: IJmuiden Ver Gamma-A ('IJV G-A'), Nederwiek I-A ('NW I-A'), IJmuiden Ver Alpha ('IJV A') en IJmuiden Ver Beta ('IJV B'). Er zijn vier mijnbouwscenario's geëvalueerd: optie 1 zonder mijnbouw, optie 2 met één gaswinningsplatform bij coördinaat K en een obstakelvrije zone van 1100 meter, optie 3 met twee platforms bij coördinaten K en L, elk met een obstakelvrije zone van 1100 meter, en optie 4 als maatwerkoplossing met een aangepaste positionering van platform K en verkleinde obstakelvrije zones rondom de platforms en de bestaande pijpleiding.

De impact op de energieopbrengst en de LCoE is in kaart gebracht met behulp van twee zogmodellen: TurbOPark ('TP') en Eddy-Viscosity ('EV'). Door beide modellen toe te passen is niet alleen de invloed van de inpassingsopties inzichtelijk gemaakt, maar ook het effect van de modelkeuze op de resultaten.

IJV G-B opties

Samenvattend blijkt uit de resultaten dat van de mijnbouwinpassingsopties voor IJV G-B, optie 2 een beperkte invloed heeft op de LCoE van IJV G-B en een minimale op de omliggende windparken, terwijl optie 3 door hogere zogverliezen een significante invloed heeft op de LCoE van IJV G-B en beperkte invloed op IJV G-A. Er is aanvullend een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, waarbij de turbinelayout per optie is geoptimaliseerd om de energieopbrengst te maximaliseren. Deze analyse laat zien dat de energieopbrengst van optie 4 bij optimalisatie zelfs licht hoger uitvalt dan die van optie 1, wat duidt op een iets lagere LCoE.

De obstakelvrije zone van **optie 2** heeft een beperkte invloed op de LCoE van IJV G-B en een verwaarloosbare invloed op de LCoE van de omliggende windparken. Het netto LCoE-verschil van IJV G-B optie 2 ten opzichte van IJV-A bedraagt 6,7% (TP) en 9,3% (EV), terwijl dit voor IJV G-B optie 1 6,3% (TP) en 9,1% (EV) is. Het verschil-in-verschil van 0,4 procentpunt (TP) en 0,2 procentpunt (EV) tussen beide opties voor IJV G-B en kan voornamelijk worden toegeschreven aan de iets lagere energieopbrengst doordat de turbines dichter bij elkaar staan, wat leidt tot hogere zogverliezen. Dit wordt slechts deels gecompenseerd door lagere kabelkosten en kabelverliezen.

De grote obstakelvrije zone van **optie 3**, heeft een significante invloed op de LCoE van IJV G-B. Het netto LCoE-verschil van IJV G-B optie 3 ten opzichte van IJV-A bedraagt 7,3% (TP) en 10,5% (EV). Het verschil-in-verschil ten opzichte van optie 1 is 1,0 procentpunt (TP) en 1,4 procentpunt (EV), wat voornamelijk te verklaren is door de lagere energieopbrengst die met optie 3 wordt gerealiseerd. De compensatie door lagere kabelkosten is voor optie 3 nog steeds beperkt, maar wel groter dan bij optie 2. De invloed op de omliggende windparken blijft verwaarloosbaar met uitzondering van IJV G-A, waar de invloed beperkt is.

De maatwerkoplossing van **optie 4**, heeft voor een reductie van de impact van de mijnbouwinpassing gezorgd. Het netto LCoE-verschil van IJV G-B optie 4 ten opzichte van IJV-A bedraagt 7,3% (TP) en 9,0% (EV). Het verschil-in-verschil ten opzichte van optie 1 is 1,0 procentpunt (TP) en 1,4 procentpunt (EV), wat voornamelijk te verklaren is door de lagere energieopbrengst die met optie 3 wordt gerealiseerd.

Vergelijking NW I-A, IJV G-A en IJV G-B

De vergelijking van de vier opties laat zien dat de aantrekkelijkheid van de windparken ten opzichte van elkaar verandert. Optie 1 zorgt voor het minste verschil-in-verschil tussen de drie windparken. Optie 2 vergroot het verschil minimaal tussen de windparken (enkel voor EV) en verkleint het verschil tussen IJV G-A en -B (enkel voor TP). Optie 3 heeft de grootste impact en maakt IJV G-B minder aantrekkelijk voor marktpartijen ten opzichte van NW I-A en IJV G-A. Optie 4 laat, mede dankzij het toegepaste maatwerk, een beperkte toename van het verschil-in-verschil zien en blijft daardoor dicht bij optie 1.

Van de drie aankomende windparken heeft NW I-A de laagste LCoE door de lagere zogverliezen en het gunstiger windklimaat. Het verschil-in-verschil met IJV G-A is beperkt en voor IJV G-B is het verschil-in-verschil sterk afhankelijk van de gekozen mijnbouwinpassingsoptie. Waar IJV G-A en IJV G-B met het TurbOPark-model vrijwel gelijkwaardig zijn, wijzen de resultaten van het Eddy-Viscosity-model op een duidelijk lagere LCoE voor IJV G-A.

Veranderde marktcondities

De veranderde marktcondities hebben een duidelijke invloed op de LCoE van de huidige windparken. In tegenstelling tot IJV A en Beta, die profiteerden van een lagere WACC, zien IJV G-B, IJV G-A en NW I-A hun LCoE significant stijgen door hogere risicovrije rente, gestegen kabelprijzen en toenemende T&I- en O&M-kosten. Dit verhoogt de kostendruk en vormt een extra uitdaging voor de financiële haalbaarheid van deze projecten.