



LCOE STUDIE SEARCH AND RESCUE (SAR)-LAYOUTS

Abstract

In deze studie wordt gekeken naar de invloed van SAR-uitgangspunten voor (turbine)layouts op de energieopbrengst en Levelized Cost of Energy (LCoE) van offshore windparken in Nederland.

Michael Thomson
Michael.thomson@afry.com

Rapport



Auteurs
Michael Thomson
Imke Maassen van den Brink
Telefoon
+31 (0) 30 737 05 44
E-Mail
michael.thomson@afry.com

Datum
15/10/2024
Project
31201067

Klant
Rijkswaterstaat Zee en Delta

LCoE studie SAR-layouts

In deze studie wordt gekeken naar de invloed van SAR-uitgangspunten voor (turbine)layouts op de energieopbrengst en LCoE van offshore windparken in Nederland.

Inhoudsopgave

1	Inleiding	4
1.1	Aanleiding en context	4
1.2	Doel van de opdracht.....	4
1.3	Algemene aanpak	4
2	Technische analyse	6
2.1	Introductie.....	6
2.2	Aannames windpark.....	6
2.3	Windpark turbinelayout.....	6
	Vrije turbineplaatsing.....	7
	SAR - Eén oriëntatielijn.....	7
	SAR - Twee oriëntatielijnen.....	7
2.4	Aanpak energieopbrengst berekeningen.....	12
2.5	Energieopbrengst resultaten	15
3	Kostenanalyse (Levelized Cost of Energy)	17
3.1	Introductie.....	17
3.2	Aannames voor windpark kosten.....	17
3.3	Aanpak LCoE	18
3.4	Relatieve LCoE resultaten	20
3.5	Kwalitatieve gevoeligheidsanalyse.....	23
	Conclusies.....	25
	Aanbevelingen.....	26
	Bijlage A	27
	Bijlage B	30

Samenvatting

In opdracht van Rijkswaterstaat Zee en Delta heeft AFRY in deze studie gekeken naar de invloed van Search And Rescue (SAR)-uitgangspunten voor (turbine)layouts op de energieopbrengst en LCoE van offshore windparken in Nederland. Het doel van de studie is om de financiële impact van deze SAR-uitgangspunten voor layouts te kwantificeren, zodat deze kunnen dienen als onderbouwing voor de beleidskeuze over het al dan niet opnemen van specifieke SAR-uitgangspunten bij de inrichting van windenergiegebieden.

Er zijn in deze studie verschillende uitgangspunten voor turbinelayouts geanalyseerd: vrije turbineplaatsing (referentielayout), SAR - Eén oriëntatielijn en SAR - Twee oriëntatielijnen. Daarnaast zijn er twee zogmodellen gebruikt, Eddy Viscosity en TurbOPark, en is de analyse met en zonder inachtneming van externe zogverliezen gedaan.

Bij AFRY wordt layout optimalisatie uitgevoerd met TOPFARM in combinatie met pyWake. Daarnaast zijn windPRO en AFRY's LCoE model gebruikt in deze studie. De resultaten laten zien dat de keuze voor het toepassen van oriëntatielijnen voor het verhogen van de veiligheid op zee gepaard gaat met een verhoging van de LCoE. De geoptimaliseerde layout met vrije turbineplaatsing heeft, naar verwachting, de laagste LCoE, gedreven door de hoogste energieopbrengst bij toepassing van beide zogmodellen. De geoptimaliseerde SAR - Eén oriëntatielijn layout presteert iets minder kostenefficiënt met een LCoE-toename van 0.7% tot 0.9%, afhankelijk van het zogmodel en het wel of niet meenemen van de externe zogverliezen. De geoptimaliseerde layout met SAR - Twee oriëntatielijnen heeft de hoogste LCoE, met een minimale stijging van 1.4% en een maximale stijging van 2.2%, voornamelijk veroorzaakt door grotere zogverliezen. De SAR - Twee oriëntatielijnen heeft daarmee een significante tot grote invloed op de LCoE.

Uit de resultaten is op te maken dat de LCoE sterk beïnvloed wordt door de hoogte van de zogverliezen. Daarnaast laten de resultaten zien dat de uitkomsten variëren afhankelijk van het gebruikte zogmodel. Bij gebruik van het Eddy Viscosity-model verkleint de invloed van externe zogverliezen het verschil tussen de vrije turbineplaatsing (referentielayout) en de SAR - Twee oriëntatielijnen met 0,7%. Daarentegen toont het TurbOPark-model aan dat dezelfde invloed minimaal is, met slechts 0.1%. Deze bevinding benadrukt dat de keuze van het model een significante invloed kan hebben op de uiteindelijke financiële evaluatie.

In overleg met de Rijkswaterstaat bestaat de mogelijkheid voor aanpassingen in de plaatsing van turbines, wat in de praktijk kan leiden tot een lager verschil in LCoE dan in de huidige analyse wordt weergegeven, wat betekent dat de resultaten van deze studie enigszins conservatief kunnen zijn in vergelijking met de daadwerkelijke implementatie van de SAR-uitgangspunten. Deze mogelijke flexibiliteit is echter niet meegenomen in het optimalisatieproces van dit onderzoek, omdat deze uitzonderingen niet te kwantificeren zijn.

Samenvattend kan worden gesteld dat, hoewel SAR-uitgangspunten belangrijke veiligheidsvoordelen bieden, ze gepaard gaan met hogere kosten in termen van LCoE. De keuze voor de optimale layout moet daarom een afweging zijn tussen energieopbrengst, kosten en veiligheid.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en context

In 2023 heeft adviesbureau Antea, in opdracht van Rijkswaterstaat Zee en Delta, team MOSWOZ, onderzoek gedaan naar Search and Rescue (SAR) ver op zee. Een belangrijke aanbeveling uit dit onderzoek is dat de inrichting van een windenergiegebied met de plaatsing van de turbines zeer bepalend is voor een effectieve SAR-operatie. Waar eerst rekening werd gehouden met evenwijdige parallelle opstelling van turbines, is dat snel losgelaten om de mogelijkheid te bieden aan ontwikkelaars voor optimalisatie van de LCoE. De turbines worden tegenwoordig opgesteld in een onregelmatig patroon. Deze opstelling bemoeilijkt de SAR-operatie, om dat helikopters binnen het windenergiegebied veel kostbare tijd verliezen door continue koerswijzigingen en heroriënteren.

De tijd die al beperkter is geworden doordat de windenergiegebieden verder van de kust liggen, wordt hierdoor nog minder. Dit maakt het succesvol en tijdig vinden en redden van mensen in nood alleen maar moeilijker. Het inrichten van een windenergiegebied volgens de gewenste SAR-layout, met als doel de maritieme veiligheid en SAR-kansen te verhogen, vooral verder op zee, is wenselijk maar heeft een keerzijde. De LCoE's zullen naar verwachting hoger zijn als windenergiegebieden worden ingericht volgens de gewenste SAR-layout in plaats van met een voor de LCoE geoptimaliseerde inrichting.

Om een goed beeld te krijgen van deze keerzijde, is het noodzakelijk om de impact van het invoeren van de SAR-layout te onderzoeken. Dit kan middels een relatieve LCoE vergelijking waarin geoptimaliseerde layouts met en zonder SAR-uitgangspunten worden vergeleken.

1.2 Doel van de opdracht

Het doel van deze opdracht is inzicht verkrijgen in de invloed van SAR-uitgangspunten op de business case van windenergie op zee. De conclusies en aanbevelingen kunnen worden gebruikt ter onderbouwing voor de beleidskeuze voor het wel/niet opnemen van bepaalde SAR-uitgangspunten bij de inrichting van windenergiegebieden.

De Engelse kustwacht heeft een richtlijn ontwikkeld voor de inrichting van windenergiegebieden, waarbij rekening wordt gehouden met SAR-operaties. Bij nieuwe windenergiegebied-aanvragen in de UK, zal de exploitant deze richtlijn moeten volgen.

1.3 Algemene aanpak

Om dit doel te halen is het toekomstige windpark IJmuiden Ver Gamma geanalyseerd middels drie verschillende uitgangspunten voor de turbine-layouts. Een layout met vrije turbineplaatsing, een layout met twee SAR-oriëntatielijnen en een layout met één SAR-oriëntatielijne. Deze layouts worden allemaal geoptimaliseerd met hun specifieke uitgangspunten om de energieopbrengst te maximaliseren door de zogverliezen te minimaliseren.

Verschillende layouts binnen hetzelfde windpark kunnen leiden tot aanzienlijke verschillen in de hoogte van de zogverliezen, wat op zijn beurt resulteert in grote variaties in de LCoE van het windpark. Hoewel fundatiekosten doorgaans een belangrijke factor kunnen zijn, vooral bij sterk variërende waterdieptes en grondcondities, is deze invloed in IJmuiden Ver Gamma minimaal vanwege de relatief constante waterdieptes

en bodemcondities. De parkbekabeling wordt door ontwikkelaars, zoals Vattenfall¹, geoptimaliseerd nadat de optimale turbinelayout is bepaald. De invloed van parkbekabeling op de LCoE is laag en het verschil tussen geoptimaliseerde parkbekabeling zal minimaal zijn. Daarom is ervoor gekozen om de fundatiekosten, evenals de parkbekabeling, buiten de optimalisatie te houden.

Tabel 1: Belangrijkste variabele parameters en hun invloed op de LCoE

Parameter	Verwachte invloed op LCoE	
Zogverliezen	Groot	Verschild aanzienlijk tussen de varianten; beïnvloedt de <u>netto-opbrengst</u> .
Waterdiepte	Klein	Kleine verschillen tussen de varianten; beïnvloedt de <u>fundatiekosten</u> .
Parkbekabeling lengte	Klein	Kleine verschillen tussen varianten; beïnvloedt de <u>kabelkosten en kabelverliezen</u> .
Aantal kabelkruisingen	Niet meegenomen	Zeer beperkte verschillen tussen varianten; beïnvloedt de <u>kabelkosten en kabelverliezen</u> .

IJmuiden Ver Gamma is gekozen omdat het een representatief windpark voor toekomstige parken betreft, met een capaciteit van minimaal 2 GW, een dichtheid van rond de 9MW/km², een WTG-capaciteit van minimaal 15MW en de aanwezigheid van naburige parken. IJmuiden Ver Gamma wordt al beschouwd als ver op zee gelegen.

Tabel 2 geeft een overzicht van de verschillende LCoE-invoeldecategorieën, weergegeven in percentages, en hun bijbehorende aanduiding van impact op netto contante waarde (NPV). De NPV van het LCoE-verschil toont de verdisconteerde waarde van de extra kosten die door een stijging van de LCoE ontstaan, berekend over de gehele levensduur van het project. De terminologie geeft de mate van invloed aan, variërend van minimaal tot groot, afhankelijk van het percentageverschil in LCoE.

Tabel 2: Classificatie van LCoE percentages²

LCoE verschil [%]	NPV [mEUR] ³	Terminologie
<0.1	<8	<u>Minimaal</u>
0.1 – 0.5	38	<u>Beperkt</u>
0.5 – 1.0	75	<u>Redelijk</u>
1.0 – 2.0	150	<u>Significant</u>
>2.0	>150	<u>Groot</u>

¹ Vattenfall Optimizes Offshore Wind Farm Design
 Fischetti, Martina; Kristoffersen, Jesper Runge; Hjort, Thomas; Monaci, Michele; Pisinger, David

² Classificatie is project specifiek en 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 7,641 GWh/jaar, en een absolute LCoE van 75 EUR/MWh.

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 het windpark, waaronder de turbine keuze. Vervolgens wordt aandacht besteed aan de verschillende mogelijke layouts, met elk hun eigen uitgangspunten en beperkingen. Tot slot worden de uitgangspunten voor de berekening van de energieopbrengst toegelicht en wordt gekeken naar de impact van de verschillende layouts op de energieproductie.

2.2 Aannames windpark

Voor deze studie is in samenspraak met de klant gekozen voor het gebruik van een 15MW turbine. Met een totaal geïnstalleerde capaciteit van 2GW in IJmuiden Ver Gamma komt dit op een maximaal aantal te plaatsen turbines van 134 (zonder overplanting). 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 op luchtvaart en scheepvaart, omdat het de meeste objecten betreft en daarmee de grootste invloed heeft op de mogelijke vliegroutes.

De windpark aannames worden in Tabel 3 weergegeven.

Tabel 3: Windpark aannames

Parameter	Aanname	Referentie
WTG capaciteit	15MW	IEA15MW ⁴
Rotor diameter	240m	IEA15MW
Aspect ratio	332W/m ²	IEA15MW
Ashoogte	150m	IEA15MW
Vermogenscurve	Theoretisch	IEA15MW
Stuwkrachtcurve	Theoretisch	IEA15MW
Totale capaciteit	2GW	Kavelbesluit, de mogelijkheid tot overplanting is niet meegenomen
Dichtheid	9MW/km ² (=2010MW/225km ²)	AFRY hanteert een oppervlakte berekening waarbij gekeken wordt naar de totale oppervlakte tussen de geplaatste turbines

2.3 Windpark turbinelayout

Voor deze studie wordt er gekeken naar drie verschillende turbinelayouts, elk met andere uitgangspunten. Naast deze uitgangspunten zijn er op dit moment binnen het kavelbesluit twee beperkingen voor het plaatsen van turbines:

1. De afstand tussen turbines moet minstens 4 keer de rotor diameter zijn
2. De bladen van de turbines mogen niet over de windpark grenzen hangen

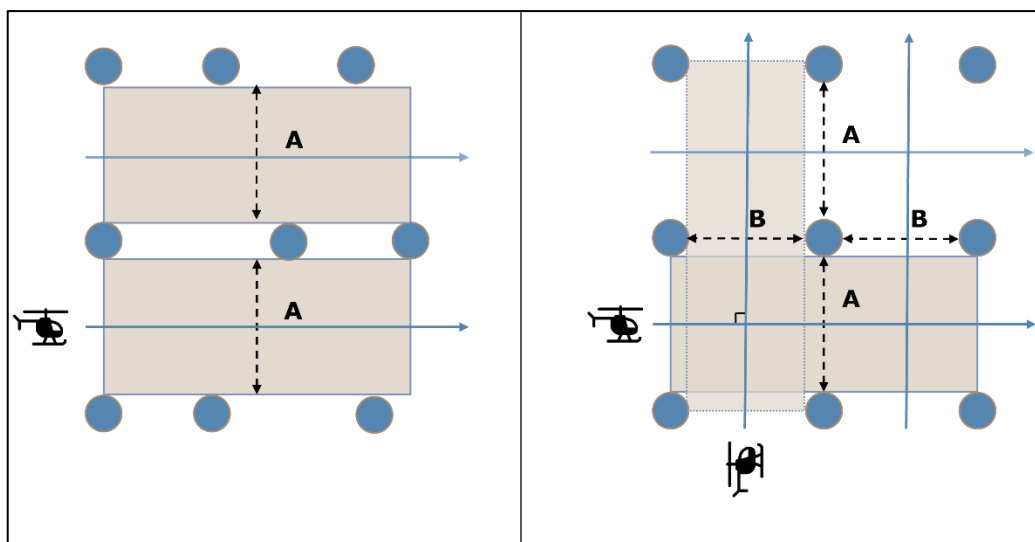
In deze studie worden deze twee beperkingen voor elke turbinelayout meegenomen. De specifieke uitgangspunten per layout zijn beschreven in Tabel 4.

⁴ <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT>

Tabel 4: Uitgangspunten per turbinelayout

Turbinelayout	Uitgangspunten
Vrije turbineplaatsing	Turbines kunnen zonder beperkingen overal binnen het windparkgebied worden geplaatst, waarbij geen specifieke regel geldt voor afstand of oriëntatie met uitzondering van de minimale afstand van 4 keer de rotor diameter.
SAR - Eén oriëntatielijn	De afstand tussen de turbines is vast in één richting waarin de SAR oriëntatielijnen parallel staan ($A \parallel A$).
	In de richting waar de afstand niet vastligt, is de afstand vrij te variëren.
SAR - Twee oriëntatielijnen	De oriëntatielijnen staan loodrecht op elkaar, wat betekent dat er een hoek van 90 graden bestaat tussen de twee SAR-lijnen ($A \perp B$).
	De afstand tussen de turbines in beide richtingen is constant binnen de layout ($dA=dA$, $dB=dB$).
	Er kan sprake zijn van verschillende afstanden tussen de twee richtingen ($dA \neq dB$).

Figuur 1 geeft een schematische weergaven van SAR – Eén oriëntatielijn en de SAR – Twee oriëntatielijnen



Figuur 1: Schematische weergave van SAR - Eén oriëntatielijn (links) en SAR - Twee oriëntatielijnen (rechts)

De uitgangspunten in Tabel 4 zijn in overleg met de klant en een expert van de MCA (Maritime and Coastguard Agency) uit Engeland opgesteld. In de beschrijving van het beleid van de Maritime and Coastguard Agency (MCA)⁵ uit Engeland, waarin richtlijnen, adviezen en specifieke vereisten omtrent SAR worden gegeven, wordt gesproken over

⁵ Offshore Renewable Energy Installations: Requirements, guidance and operational considerations for SAR and Emergency Response Owner: Offshore Energy Liaison Officer, HM Coastguard, MCA Author: Pete Lawson

de mogelijkheid om in overleg met de MCA de definitieve layout van een windpark vast te stellen. Dit biedt meer flexibiliteit bij de plaatsing van turbines. In Engelse windparken wordt soms gebruikgemaakt van dubbele turbineplaatsing aan de randen (zie bijlage A), wat mogelijk gunstig is voor de energieopbrengst. Echter, omdat de dichtheid van turbines in Engelse windparken vaak 3 tot 4 keer lager is dan in Nederland, wordt verwacht dat dit verschil in energieopbrengst in Nederland minimaal zal zijn. Rijkswaterstaat heeft aangegeven dat er kan worden afgeweken van de 2 oriëntatielijnen, maar dan zal Rijkswaterstaat met de exploitant in gesprek gaan.

AFRY's layout optimalisatie

De optimalisatie van een layout is een complex probleem. Ten eerste is de onderlinge interferentie tussen turbines een complex natuurlijk fenomeen dat alleen kan worden gemodelleerd met niet-lineaire vergelijkingen, wat in bepaalde software aanzienlijke rekentijd kan vereisen. Ten tweede is het een grootschalig probleem, aangezien het aantal mogelijke layouts vrijwel onbeperkt is. Ten derde heeft het layout optimalisatieprobleem een responsoppervlak met veel lokale optima, waarbij het globaaloptimum mogelijk niet significant beter zal zijn dan het beste gevonden lokale optimum na een redelijke zoektocht⁶. Een redelijke zoektocht verschilt in deze studie per layout optimalisatie en wordt per layout verder toegelicht.

Bij AFRY wordt layout optimalisatie uitgevoerd met TOPFARM in combinatie met pyWake⁷. PyWake is specifiek gekozen vanwege zijn vermogen om de energieopbrengst zeer snel te berekenen, dankzij de sterke vectorisatie en het gebruik van numerieke bibliotheken, waarmee het probleem van de rekentijd voor grootschalige windparken wordt aangepakt. Om de tweede uitdaging aan te pakken, maakt het optimalisatieproces gebruik van geavanceerde algoritmen, zogmodellen en optimalisatiestrategieën, waarmee efficiënt de uitgebreide ontwerpruimte met talloze mogelijke layouts wordt verkend. De derde uitdaging, met betrekking tot lokale en globale optima, wordt aangepakt door de omvang van de zoekopdracht aan te passen afhankelijk van de uitgangspunten en projectfase.

Turbineplaatsing op 'eilanden'

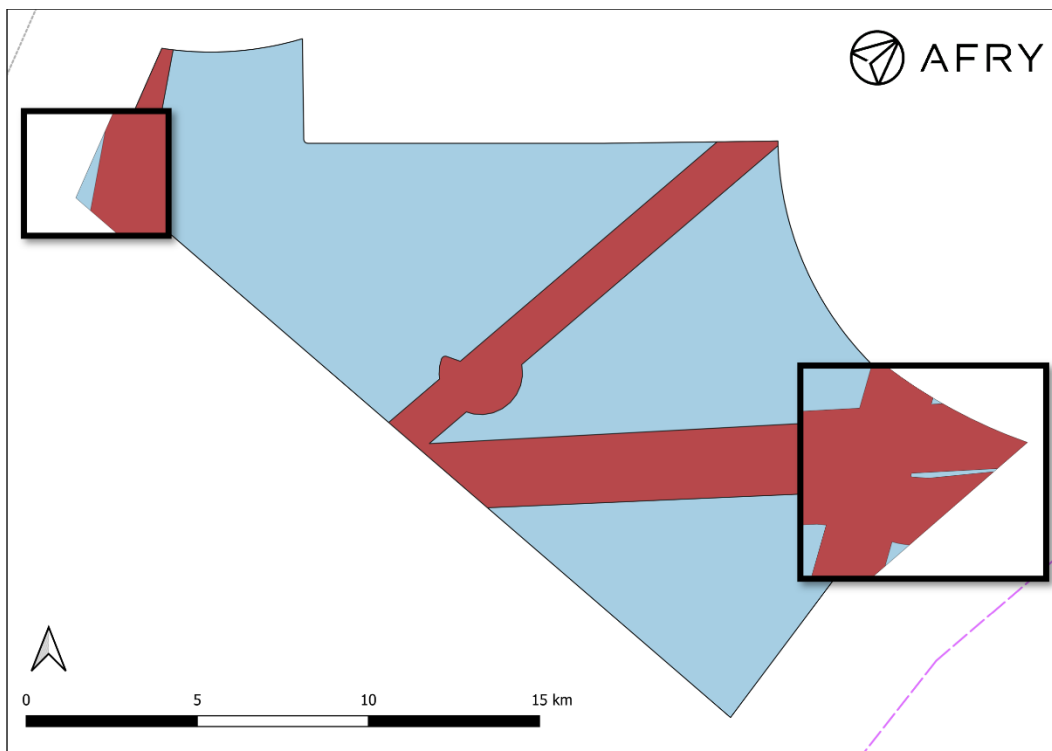
Het windgebied IJmuiden Ver Gamma, samen met het gebied voor onderhoud, creëert zones, aangeduid als 'eilanden', waar het mogelijk is om windturbines met een rotordiameter van 240 meter te plaatsen. Voor andere rotordiameters zullen deze eilanden kleiner worden, doordat overhang met bladen niet toegestaan is.

Deze eilanden, zoals weergegeven in Figuur 2, geven de toegestane gebieden weer voor de plaatsing van de 15MW turbines. Voor elke layout zijn er vijf turbines geplaatst op deze eilanden en deze bevinden zich op exact dezelfde locaties in elke layout.

⁶ Thomson, M., & Zaaier, M. (2022). Providing insight into what can be expected from Offshore Wind Farm Layout Optimisation. *Journal of Physics: Conference Series*, 2265(4), Article 042043. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2265/4/042043>

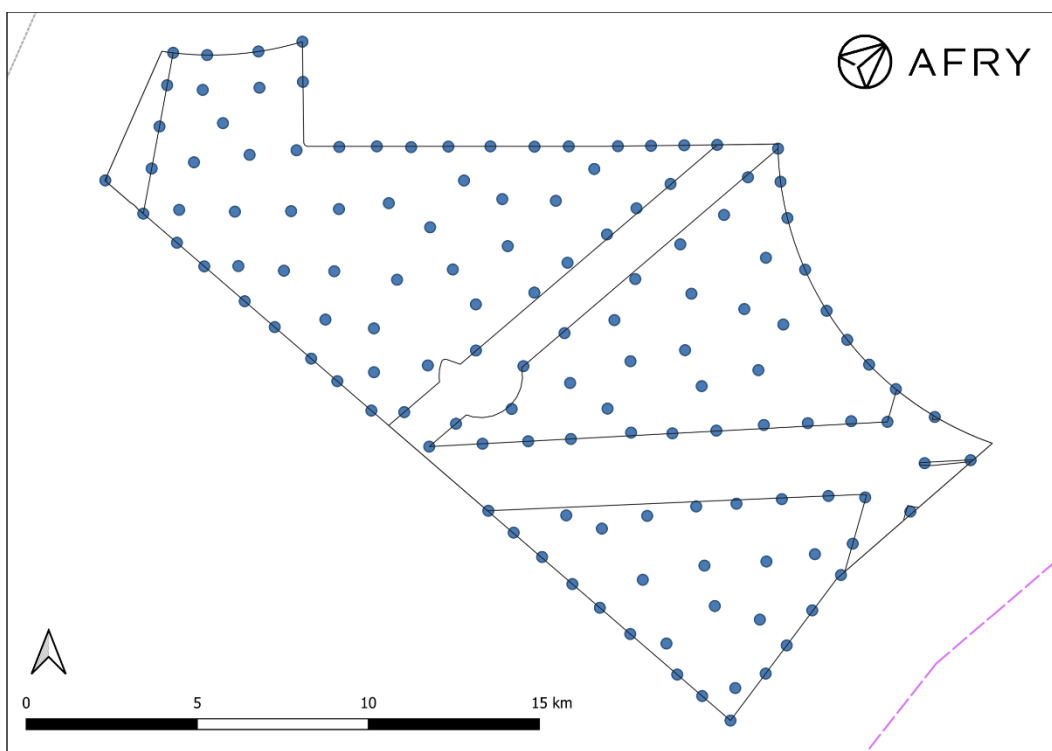
⁷ Mads M. Pedersen, Alexander Meyer Forsting, Paul van der Laan, Riccardo Riva, Leonardo A. Alcayaga Romàn, Javier Criado Risco, Mikkel Friis-Møller, Julian Quick, Jens Peter Schøler Christiansen, Rafael Valotta Rodrigues, Bjarke Tobias Olsen and Pierre-Elouan Réthoré. (2023, February).

PyWake 2.5.0: An open-source wind farm simulation tool. DTU Wind, Technical University of Denmark.



Figuur 2: IJmuiden Ver Gamma's 'eilanden' voor windturbinesplaatsing met een rotordiameter van 240m

Layout met vrije turbineplaatsing



Figuur 3: Geoptimaliseerde layout met vrije turbineplaatsing

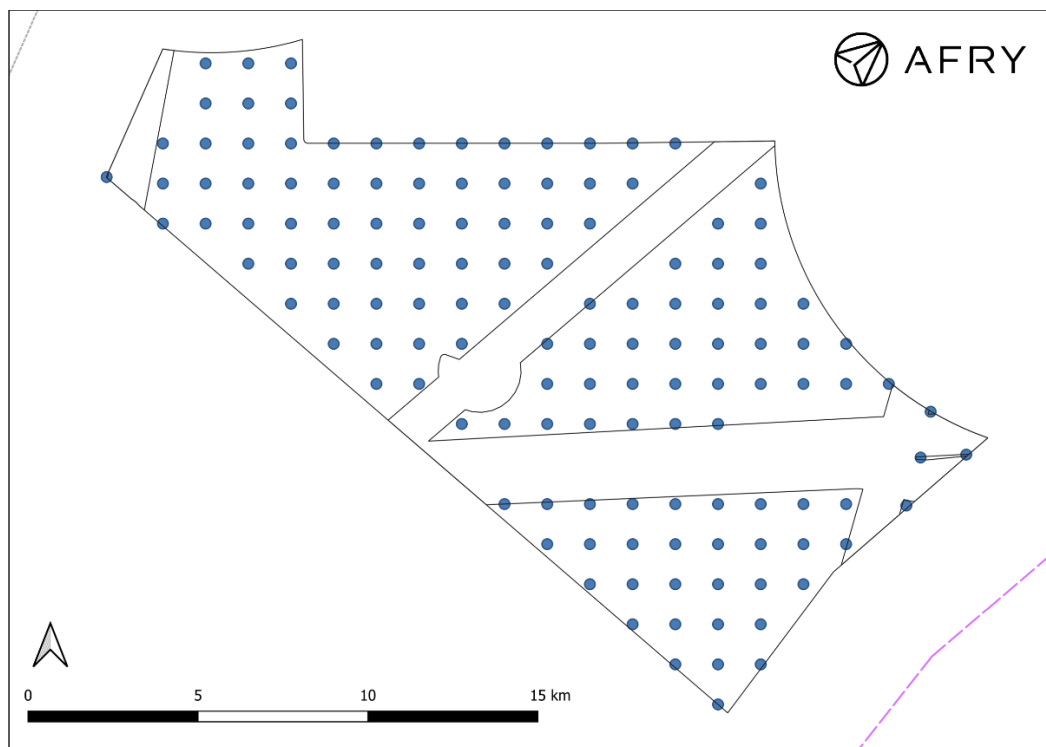
De vrije turbineplaatsing is in lijn met de huidige kavelbesluiten. Het windpark IJmuiden Ver Gamma is honderd keer geoptimaliseerd met vrije turbineplaatsing, waarna de

layout met de hoogste energieopbrengst is gekozen. Het honderd keer optimaliseren van een layout met verschillende algoritmes en optimalisatiestrategieën verzekerd een redelijke zoektocht.

De optimalisatie heeft geresulteerd in de layout weergegeven in Figuur 3, waarbij de turbinelocaties in het blauw zijn weergegeven en de randen van het windpark met een zwarte lijn. Wat opvalt is dat de dichtheid aan de randen van het windpark hoger is dan in het midden van het windpark, dit fenomeen komt vaker voor in geoptimaliseerde layouts.

Layout met SAR - Twee oriëntatielijnen

Voor het vinden van de optimale layout met de SAR - Twee oriëntatielijnen uitgangspunten heeft AFRY een grid optimalisatie tool ontwikkeld waarbij (bijna) elk mogelijke layout gemaakt wordt en waarna de layout met de hoogste AEP is geselecteerd. Door de toegevoegde uitgangspunten is de ontwerpruimte verkleind, waardoor dit mogelijk is. Figuur 4 laat de layout met de hoogste AEP zien.



Figuur 4: Geoptimaliseerde layout met SAR - Twee oriëntatielijnen ($dx = 1256m$, $dy = 1180m$)

Layout met SAR - Eén oriëntatielijijn

Om de optimale layout te bepalen volgens de SAR - Eén oriëntatielijijn uitgangspunten, is ervoor gekozen om de twee beste layouts uit de SAR - Twee oriëntatielijnen te nemen en deze te optimaliseren met één oriëntatielijijn minder. Dit gaf 4 optimalisaties waarna de beste is gekozen. Het bepalen van de optimale layout middels alle mogelijkheden is vanwege computationele beperkingen niet haalbaar in deze studie. Desondanks wordt verwacht dat het resultaat van deze aanpak niet significant zal afwijken van de

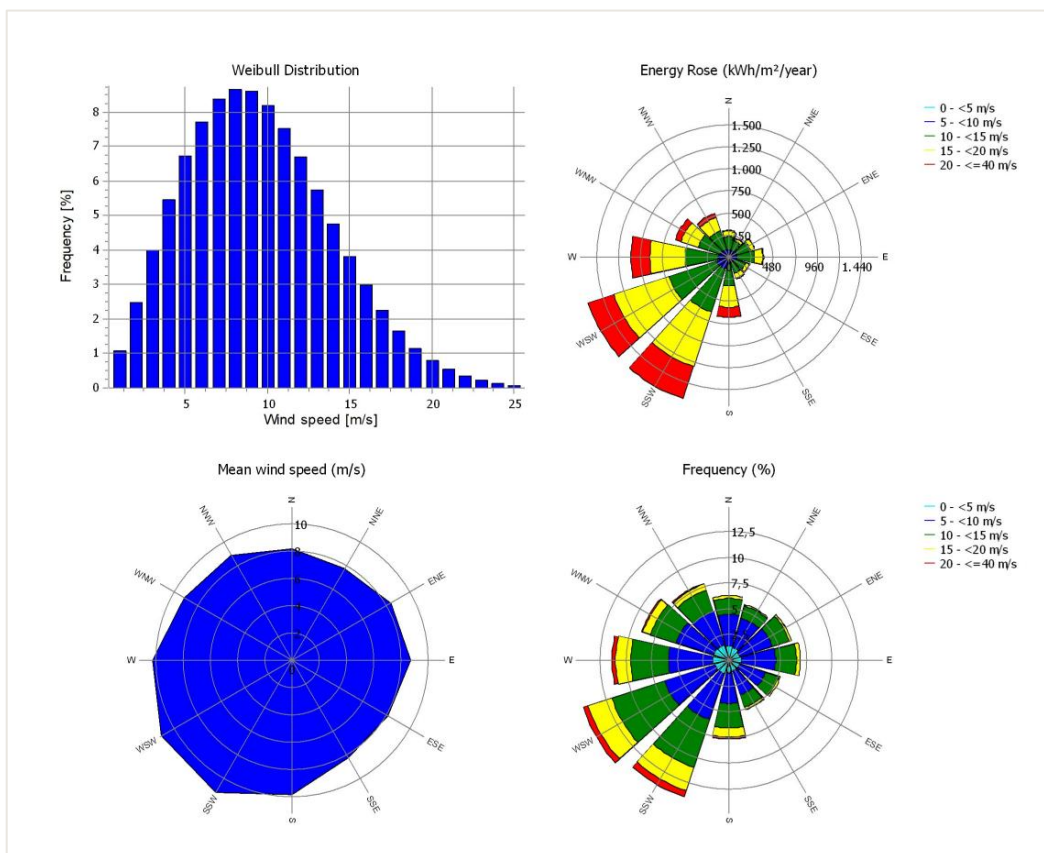
2.4 Aanpak energieopbrengst berekeningen

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 hebben geen meetcampagnes plaatsgevonden in IJmuiden Ver Gamma.

Tabel 6 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 6 geeft een grafische samenvatting van het windklimaat.

Tabel 6: 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 6: Grafische samenvatting van het windklimaat van IJmuiden Ver Gamma op 100 meter

Nadat de posities van de windturbines en de bekabeling waren bepaald, 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 $(1-\text{verlies1}) \cdot (1-\text{verlies2}) \cdot (1-\dots)$. De volgende verliesfactoren worden in aanmerking genomen:

Zogverliezen

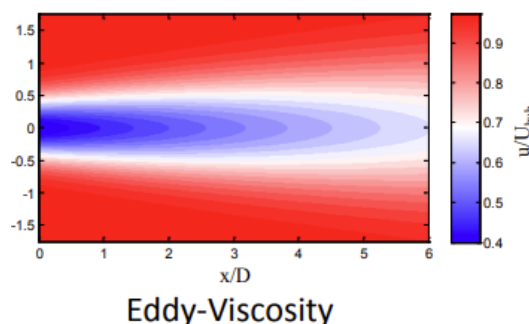
De dominante verliesfactor voor een offshore windpark in IJmuiden Ver Gamma is het zogeffect. Het zogeffect wordt omschreven als de geaggregeerde invloed op de energieproductie van het windpark, die het gevolg is van de veranderingen in windsnelheid door de impact van de turbines op elkaar. Interne zogverliezen gaat over de impact 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 8.

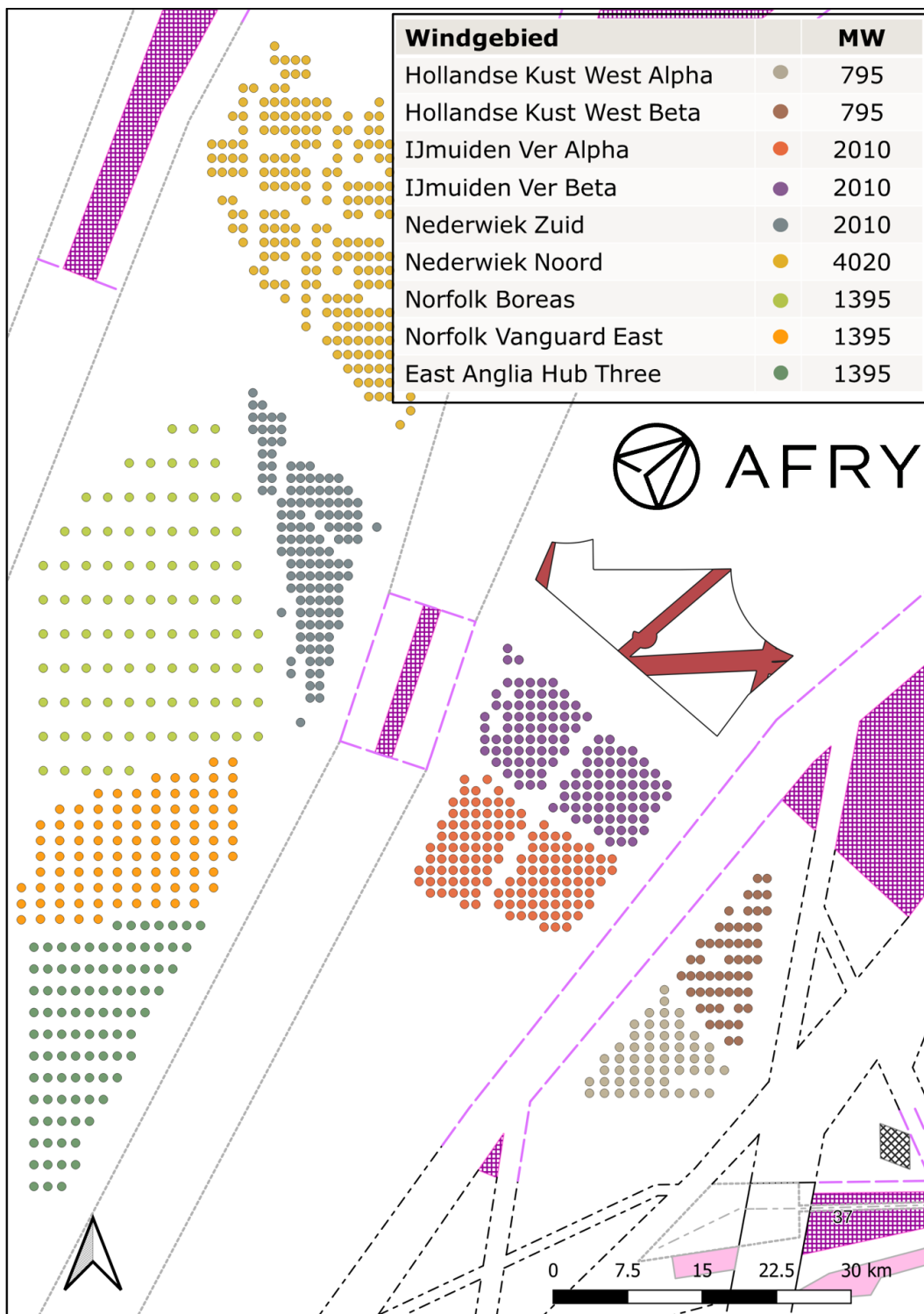
Zogeffecten kunnen met verschillende modellen berekend worden. Deze zogmodellen verschillen van elkaar in complexiteit. Voor deze studie zijn er twee zogmodellen doorgerekend. De onderstaande modellen zijn gebruikt:

Zogmodel 1 – Ainslie (Eddy-viscosity) met Deep Array Correction (DAC)

Het Ainslie-zogmodel is een Reynoldsgemiddeld Navier-Stokes model. Het originele Ainslie-model kan minder goed omgaan met grote windparken en onderschat de zogeffecten. In WindPro is Ainslie gecombineerd met Deep Array Correction (DAC). De zogverspreiding is niet lineair maar Gaussisch (zie Figuur 7). Het lineaire model van Forsting: 2017 wordt gebruikt als blokkage model.



Figuur 7: 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.



Figuur 8: Windparken die mee zijn genomen voor externe zogverliezen

Zogmodel 2 – TurbOPark

Het TurbOPark-model, ontwikkeld door Ørsted, is een geavanceerd zogmodel dat is ontworpen om zowel interne als externe zogverliezen binnen en tussen windparken nauwkeurig te 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.

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, wat resulteert in een nauwkeuriger schatting van de windsnelheden en energieproductie. 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.

Verder zijn productieverliezen in deze studie meegenomen, waarbij rekening is gehouden met verschillende categorieën van verliezen: beschikbaarheid, prestatieverliezen, elektrische verliezen, en milieufactoren zoals bladdegradatie en ijsvorming. Deze factoren zijn in de berekeningen opgenomen en bieden een compleet beeld van de verschillende productieverliezen binnen het windpark.

2.5 Energieopbrengst resultaten

In deze paragraaf worden de energieopbrengstresultaten van de verschillende layouts geanalyseerd, waarbij zowel interne als externe zogverliezen in beschouwing worden genomen. De resultaten van twee zogmodellen, Eddy Viscosity en TurbOPark, worden vergeleken om de invloed van verschillende layouts op de totale energieproductie te beoordelen.

De energieopbrengstresultaten met zogmodel 1 - Eddy Viscosity, zijn weergegeven in Tabel 7. Deze resultaten laten zien dat de SAR-layout met twee oriëntatielijnen zonder externe zogverliezen 2,1% minder energie oplevert dan de layout met vrije turbineplaatsing. Wanneer de externe zogverliezen worden meegenomen, wordt dit verschil verkleind tot 1,4%. Dit is te verklaren doordat de externe zogverliezen een extra bijdrage leveren aan de totale zogverliezen, waardoor de interne zogverliezen relatief minder zwaar wegen. Zoals verwacht bevindt de layout met één SAR-oriëntatielijijn zich qua energieopbrengst tussen de layout met twee SAR-oriëntatielijnen en de layout met vrije turbineplaatsing.

Tabel 7: Energieopbrengst resultaten zogmodel 1 - Eddy Viscosity

Turbinelayout	Energieopbrengst (zonder externe zogverliezen)	Vershil t.o.v. vrije turbineplaatsing	Energieopbrengst (met externe zogverliezen)	Vershil t.o.v. vrije turbineplaatsing
Vrije turbineplaatsing	8,531 GWh	-	7,641 GWh	-
SAR - Eén oriëntatielijn	8,457 GWh	-0.9%	7,575 GWh	-0.9%
SAR - Twee oriëntatielijnen	8,353 GWh	-2.1%	7,535 GWh	-1.4%

De energieopbrengstresultaten met zogmodel 2 – TurbOPark, weergegeven in Tabel 7, laten zien dat de SAR-layout met twee oriëntatielijnen zonder externe zogverliezen 1,8% minder energie oplevert dan de layout met vrije turbineplaatsing. Dit verschil is kleiner dan bij het Eddy Viscosity-model en kan worden verklaard doordat TurbOPark sterkere zogverliezen op langere afstand modelleert dan het Eddy Viscosity-model. Hierdoor resulteert de hogere dichtheid aan de buitengrenzen van het windpark in een geringere toename van de energieopbrengst in het TurbOPark-model. Wanneer de externe zogverliezen worden meegerekend, wordt het verschil tussen de layout met twee SAR-oriëntatielijnen en de vrije turbineplaatsing-layout verkleind tot 1,7%. De layout met één SAR-oriëntatielijn bevindt zich weer qua energieopbrengst tussen de layout met twee SAR-oriëntatielijnen en de layout met vrije turbineplaatsing. Bij de resultaten met gebruik van TurbOPark is het verschil slechts 0,1% (namelijk 1,8% vs 1,7%) met en zonder inachtneming van externe zogverliezen als we kijken naar het energieopbrengstverschil tussen SAR-layout met twee oriëntatielijnen en de layout met vrije turbineplaatsing, terwijl bij het gebruik van het Eddy Viscosity-model dit verschil 0,7% is (namelijk 2,1% vs 1,4%). Dit kan worden verklaard doordat het TurbOPark-model een vergelijkbaar effect van externe zogverliezen ziet op alle layouts. Hierdoor blijven de verschillen tussen de layouts vrijwel gelijk, zowel met als zonder externe zogverliezen. Bij het Eddy Viscosity-model is het effect van externe zogverliezen echter minder uniform, wat leidt tot kleinere variaties in de procentuele verschillen tussen layouts.

Tabel 8: Energieopbrengst resultaten zogmodel 2 – TurbOPark

Turbinelayout	Energieopbrengst (zonder externe zogverliezen)	Vershil t.o.v. vrije turbineplaatsing	Energieopbrengst (met externe zogverliezen)	Vershil t.o.v. vrije turbineplaatsing
Vrije turbineplaatsing	8,503 GWh	-	7,733 GWh	-
SAR - Eén oriëntatielijn	8,435 GWh	-0.8%	7,669 GWh	-0.8%
SAR - Twee oriëntatielijnen	8,351 GWh	-1.8%	7,604 GWh	-1.7%

In bijlage B zijn figuren opgenomen met de zogverliezen van het Eddy Viscosity model per turbine.

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 9 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 9: 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	Gebruik van 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
Vereist rendement op investering	Gebaseerd op marktconforme niveaus	Afry expert inschatting
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	Gebaseerd op Kavelbesluit windenergiegebied IJmuiden Ver
Vergunningstermijn	40 jaar	Gebaseerd op Kavelbesluit windenergiegebied IJmuiden Ver

De inputs van Tabel 9 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.

De energieopbrengst en de kosten worden berekend per windturbine. De verwachting is dat het verschil in zogverliezen de grootste impact op de LCoE-verschillen zal hebben, terwijl de impact van de overige parameters (namelijk gemiddelde waterdiepte en lengte van de parkbekabeling) relatief klein is.

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):

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

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

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

Met⁹ ;

n = totaal aantal jaren

t = jaar

r = vereist rendement/WACC

CAPEX = kapitaaluitgaven (investeringen)

OPEX = operationele uitgaven

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.

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).

3.4 Relatieve LCoE resultaten

In deze paragraaf worden de resultaten van de relatieve LCoE geanalyseerd. Aangezien de LCoE nauw samenhangt met de zogverliezen worden de verschillen voornamelijk veroorzaakt door variaties in de zogverliezen. Hierdoor vertonen de LCoE-resultaten sterke overeenkomsten met de energieopbrengstresultaten.

Tabel 10: Net LCoE impact van de verschillende layouts t.o.v. de vrije turbineplaatsing layout

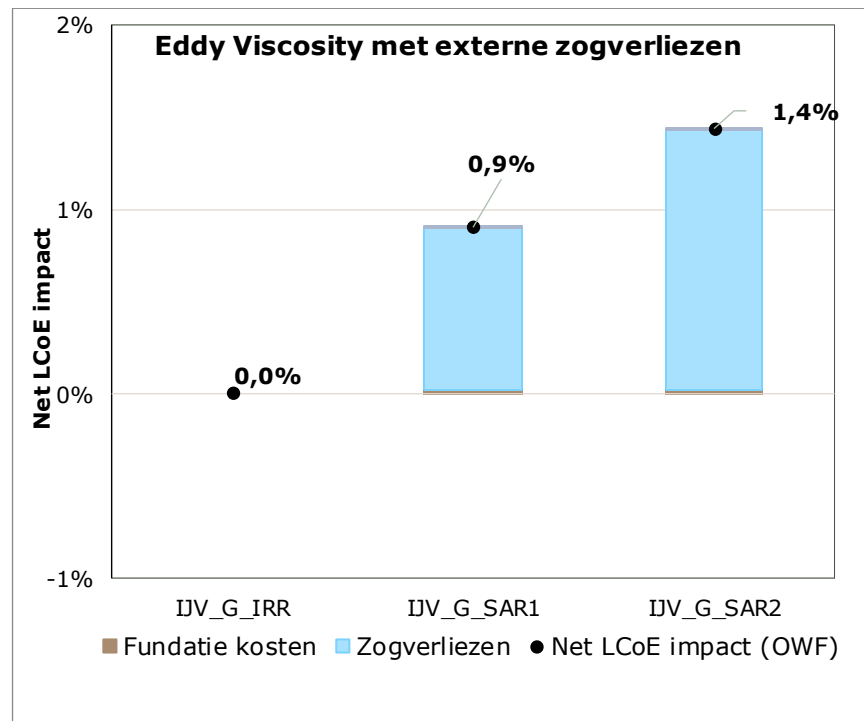
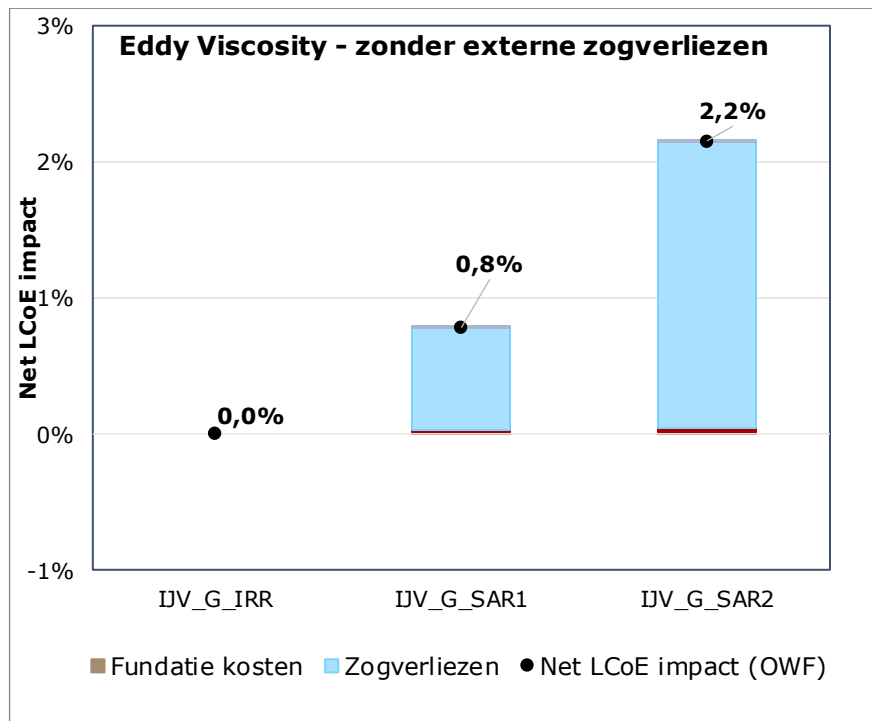
Turbinelayout	Eddy Viscosity		TurbOpark	
	zonder externe zogverliezen	met externe zogverliezen	zonder externe zogverliezen	met externe zogverliezen
Vrije turbineplaatsing	-	-	-	-
SAR - Eén oriëntatielijn	0.8%	0.7%	0.9%	0.8%
SAR - Twee oriëntatielijnen	2.2%	1.8%	1.4%	1.7%

Tabel 10 illustreert de impact op de netto LCoE voor verschillende layouts, vergeleken met de referentielayout van vrije turbineplaatsing. De resultaten worden gepresenteerd voor zowel de Eddy Viscosity- als de TurbOpark-modellen, waarbij de analyse is gedaan met en zonder externe zogverliezen.

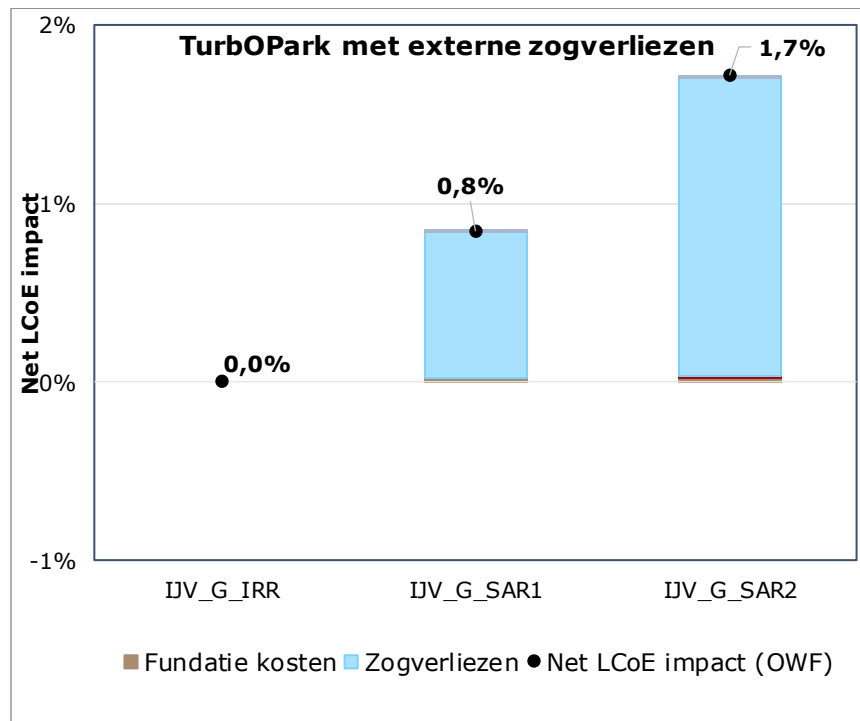
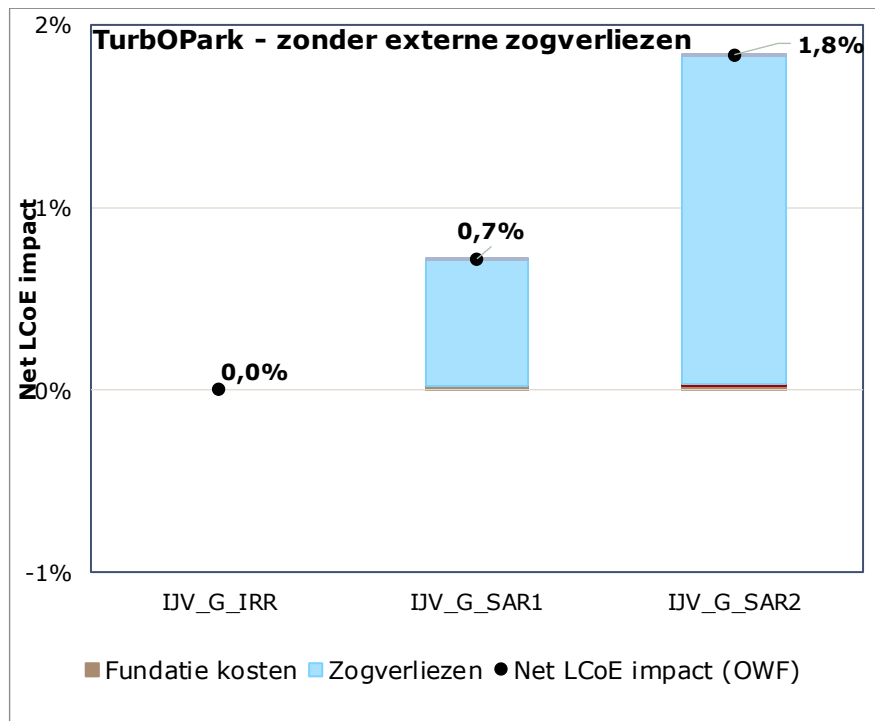
In lijn der verwachting heeft de layout met de grootste plaatsingsvrijheid de laagste LCoE. De lagere LCoE, is voornamelijk te verklaren door de hogere energieopbrengst die met deze layout wordt gerealiseerd.

De SAR - Eén oriëntatielijn layout bevindt zich qua LCoE telkens tussen de andere twee layouts. De LCoE varieert minimaal van 0.7% tot 0.9%, afhankelijk van het gebruikte model en de aanwezigheid van externe zogverliezen. Dit toont aan dat de extra uitgangspunten voor SAR deze layout een iets hogere LCoE geeft dan de uitgangspunten met vrije turbineplaatsing. De SAR - Eén oriëntatielijn uitgangspunten hebben daarmee een redelijke invloed op de LCoE.

De SAR - Twee oriëntatielijnen layout laat de grootste toename in LCoE zien, met de grootste stijging van 2.2% in het geval dat er geen externe zogverliezen worden meegenomen en gebruik wordt gemaakt van het Eddy Viscosity-model. Het kleinste verschil in LCoE voor deze layout wordt waargenomen wanneer externe zogverliezen wél worden meegerekend, ook met het Eddy Viscosity-model. De hogere LCoE, variërend van 1.4% tot 2.2%, geeft aan dat de uitgangspunten voor de layout met twee oriëntatielijnen minder mogelijkheden bieden om de energieopbrengst te optimaliseren, waardoor deze layout de minst gunstige LCoE heeft in vergelijking met de andere layouts. De SAR - Twee oriëntatielijnen uitgangspunten hebben daarmee een significante tot grote invloed op de LCoE.



Figuur 9: Relatieve LCoE vergelijking tussen de drie verschillende windpark layouts (Eddy Viscosity)



Figuur 10: Relatieve LCoE vergelijking tussen de drie verschillende windpark layouts (TurbOPark)

3.5 Kwalitatieve gevoeligheidsanalyse

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de belangrijkste aannames in deze studie en hun verwachte invloed op de resultaten van deze studie. De invloed varieert van groot tot klein.

Tabel 11: Aannames en hun verwachte invloed op de resultaten

Aanname	Verwachte invloed op resultaten	
Turbinecapaciteit	Groot	Turbinecapaciteit speelt een belangrijke rol. In deze studie is de minimale capaciteit van 15MW gebruikt. Indien een hogere capaciteit zou worden genomen geeft dat een lager aantal turbines die beter verspreid kunnen worden, waardoor meer ruimte ontstaat om zogverliezen te verminderen in vergelijking met SAR-layouts waarbij de opstelling meer vastligt. Nog kleinere turbines zullen leiden tot minder ruimte, hogere zogverliezen en minder verschil tussen layouts.
Dichtheid	Groot	Dichtheid heeft een sterke invloed op de zogverliezen. Bij de huidige hoge dichtheid (9MW/km ²) is er een significant verschil tussen de prestaties van de verschillende layouts, maar wanneer de dichtheid wordt verlaagd, zullen de layouts gelijkmatiger presteren. Dit komt door de verminderde gevoeligheid van de lagere zogverliezen op de LCoE bij lagere dichtheid. Andersom zullen met hogere dichtheid de verschillen vergroten.
Naburige windparken	-	De resultaten tonen aan dat de keuze van het gebruikte zogmodel een grote invloed heeft op de vraag of naburige windparken het verschil tussen de layouts beïnvloeden. Het Eddy Viscosity-model toont aan dat externe zogverliezen de resultaten significant kunnen beïnvloeden, terwijl het TurbOPark-model slechts kleine verschillen laat zien tussen de relatieve resultaten met en zonder externe zogverliezen. Afhankelijk van de modelkeuze kan de invloed van naburige windparken dus groot of klein zijn.
Vorm van het windgebied	Klein	De vorm van het windgebied kan de prestaties van verschillende layouts beïnvloeden. In onregelmatige, langgerekte of complexe windgebieden biedt een layout met vrije turbineplaatsing meer flexibiliteit om de turbines optimaal te spreiden en beter gebruik te maken van de beschikbare ruimte, vooral ten opzichte van de dominante windrichting. Bij relatief vierkante kavels is het vaak makkelijker om turbines gelijkmatig te spreiden, wat leidt tot een betere verdeling van zogverliezen.
Variatie waterdiepte en soilcondities	Klein	Variatie in waterdiepte en bodemcondities kan de LCoE van layouts beïnvloeden. Bij vrije turbineplaatsing is er flexibiliteit om turbines te plaatsen op locaties met lagere fundatiekosten door stabielere bodemcondities of geringere waterdiepte, terwijl SAR-layouts met vaste lijnen minder flexibiliteit bieden, wat kan resulteren in hogere fundatiekosten. In het Nederlandse deel van de Noordzee zijn echter de variaties in waterdiepte en bodemcondities in één

		windgebied beperkt waardoor de invloed op de resultaten klein zal zijn.
Zogmodel	Groot	Het gekozen zogmodel heeft een significante invloed op de verschillen tussen layouts, zoals blijkt uit de verschillende resultaten in deze studie tussen Eddy Viscosity en TurbOPark.
Windklimaat	Klein	Het windklimaat is een belangrijke factor bij het bepalen van de energieopbrengst van een windpark, maar de invloed ervan op de resultaten van deze studie is beperkt, omdat een ander windklimaat vergelijkbare optimalisatiemogelijkheden biedt. Bovendien heeft de Nederlandse Noordzee een relatief homogeen windklimaat.

Conclusies

In deze studie is de financiële impact van verschillende turbinelayouts voor een windpark in het windgebied op zee IJmuiden Ver Gamma geanalyseerd, met een specifieke focus op de toepassing van Search And Rescue (SAR)-uitgangspunten die gericht zijn op het verhogen van de veiligheid op zee. Drie uitgangspunten voor layouts zijn geëvalueerd op basis van hun energieopbrengst en de bijbehorende Levelized Cost of Energy (LCoE), namelijk layouts met: vrije turbineplaatsing (de referentielayout), SAR - Eén oriëntatielijn, en SAR - Twee oriëntatielijnen.

De resultaten tonen aan dat de layout met vrije turbineplaatsing de laagste LCoE heeft, wat voornamelijk te danken is aan de relatief hoge energieopbrengst door lage zogverliezen. SAR - Eén oriëntatielijn leidt tot een redelijke verhoging van de LCoE, variërend van 0.7% tot 0.9%, terwijl SAR - Twee oriëntatielijnen tussen significant en grote verhoging van LCoE zit met een stijging tussen de 1.4 en 2.2%. Dit verschil is grotendeels te verklaren door de grotere zogverliezen die optreden bij meerdere oriëntatielijnen. Een belangrijke bevinding van deze studie is dan ook dat layouts met minder oriëntatielijnen over het algemeen efficiënter zijn in termen van energieopbrengst.

Daarnaast toont de analyse aan dat de keuze van het gebruikte zogmodel grote invloed heeft op de resultaten. Het Eddy Viscosity-model laat zien dat externe zogverliezen de resultaten significant kunnen beïnvloeden, terwijl het TurbOpark-model kleine verschillen laat zien tussen de relatieve resultaten met en zonder externe zogverliezen.

Het verschil tussen de layouts kan kleiner zijn indien in het definitieve ontwerp wordt afgeweken van de SAR-uitgangspunten zoals in deze studie toegepast, aangezien er in overleg met Rijkswaterstaat is aangegeven dat er in beperkte mate nog flexibiliteit in de plaatsing van individuele turbines mogelijk is. Deze mogelijke gedetailleerde layout aanpassingen kunnen echter niet worden meegenomen in een optimalisatieproces, wat betekent dat de resultaten van deze studie enigszins conservatief kunnen zijn in vergelijking met de daadwerkelijke implementatie van de SAR-uitgangspunten.

Samenvattend kan worden gesteld dat, hoewel SAR-uitgangspunten belangrijke veiligheidsvoordelen bieden, ze gepaard gaan met hogere kosten in termen van LCoE. De keuze voor de optimale layout moet daarom een afweging zijn tussen energieopbrengst, kosten en veiligheid.

Aanbevelingen

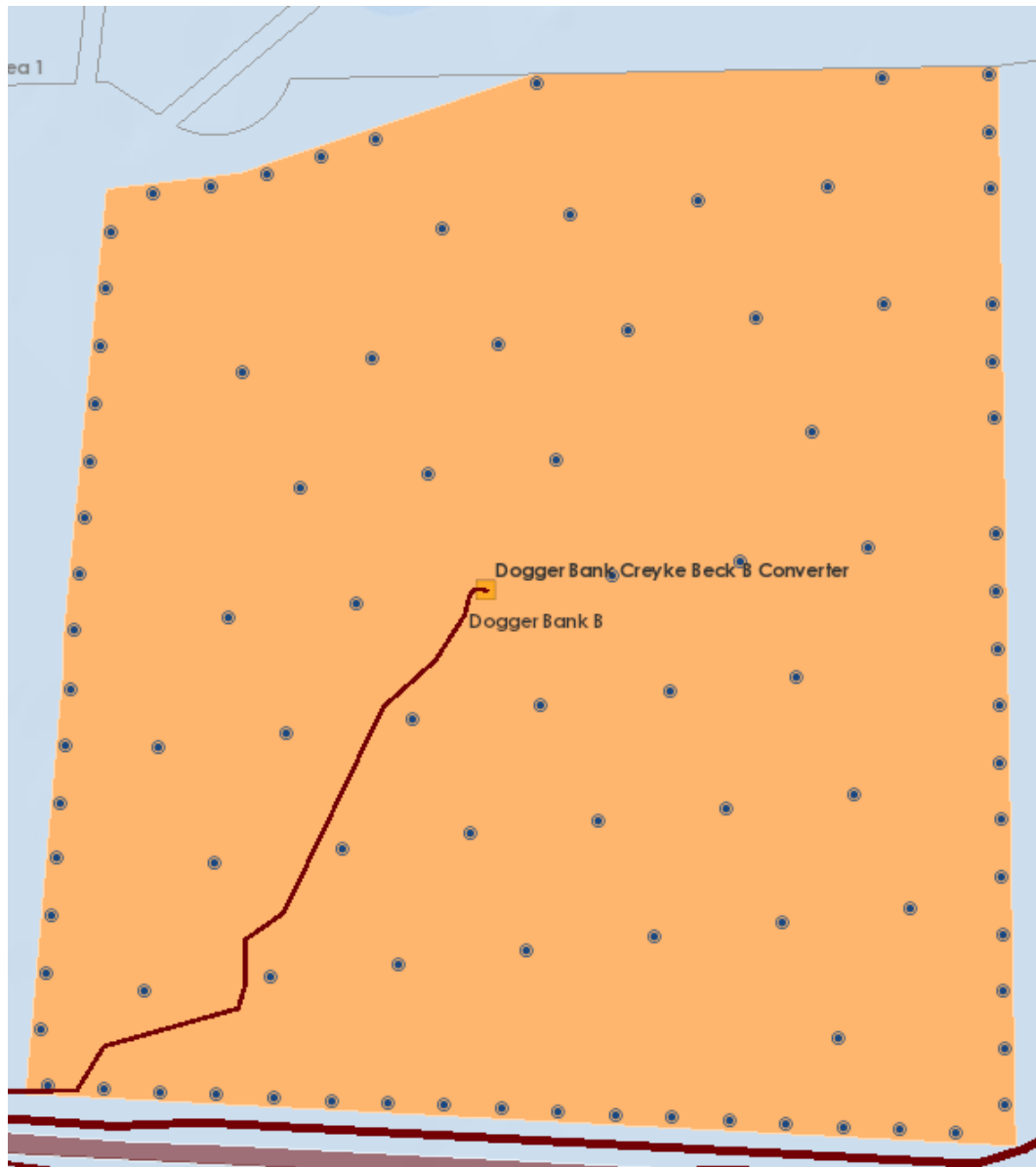
Op basis van de resultaten en conclusies uit deze studie zijn de volgende aanbevelingen opgesteld die in een vervolgstudie verder onderzocht kunnen worden:

1. Meerdere windparken analyseren
Ondanks dat er in deze studie gekozen is voor een windpark die representatief is voor de Nederlandse windparken, kunnen de conclusies uit het rapport versterkt worden met een vervolgstudie waarbij dezelfde analyse op meerdere windparken gedaan wordt. Verschillen in resultaten kunnen komen door de turbinecapaciteit, dichtheid, naburige windparken, vorm van het windgebied, variatie waterdiepte en soilcondities, zogmodel, windklimaat. (AFRY verwacht bijvoorbeeld de opkomst van Chinese turbines van 18-22 MW in 2029 en een 21 MW turbine van Siemens Gamesa)
2. Flexibiliteit in SAR-uitgangspunten verkennen
Hoewel deze studie de SAR-uitgangspunten als vast gegeven heeft beschouwd, zal er ruimte zijn om in overleg met Rijkswaterstaat af te wijken van deze uitgangspunten. Er kan bijvoorbeeld in overleg met Rijkswaterstaat deels worden afgeweken van de twee orientatielijnen. Het wordt aanbevolen om deze flexibiliteit actief te onderzoeken in de ontwikkelfase. Door afwijkingen van de SAR-uitgangspunten mee te nemen, kan worden onderzocht hoe meer plaatsingsvrijheid de LCoE en energieopbrengst verder kan verbeteren.
3. Gebruik van meerdere zogmodellen
De resultaten van deze studie tonen aan dat verschillende zogmodellen, zoals Eddy Viscosity en TurbOpark, uiteenlopende uitkomsten opleveren. Om een robuuster beeld van de energieopbrengst en kosten van een windpark te verkrijgen, wordt aanbevolen om net als in deze studie meerdere zogmodellen toe te passen in toekomstige analyses. Dit zorgt ervoor dat de variatie in zogverliezen en de impact op de LCoE beter worden begrepen en dat er een evenwichtigere keuze kan worden gemaakt.

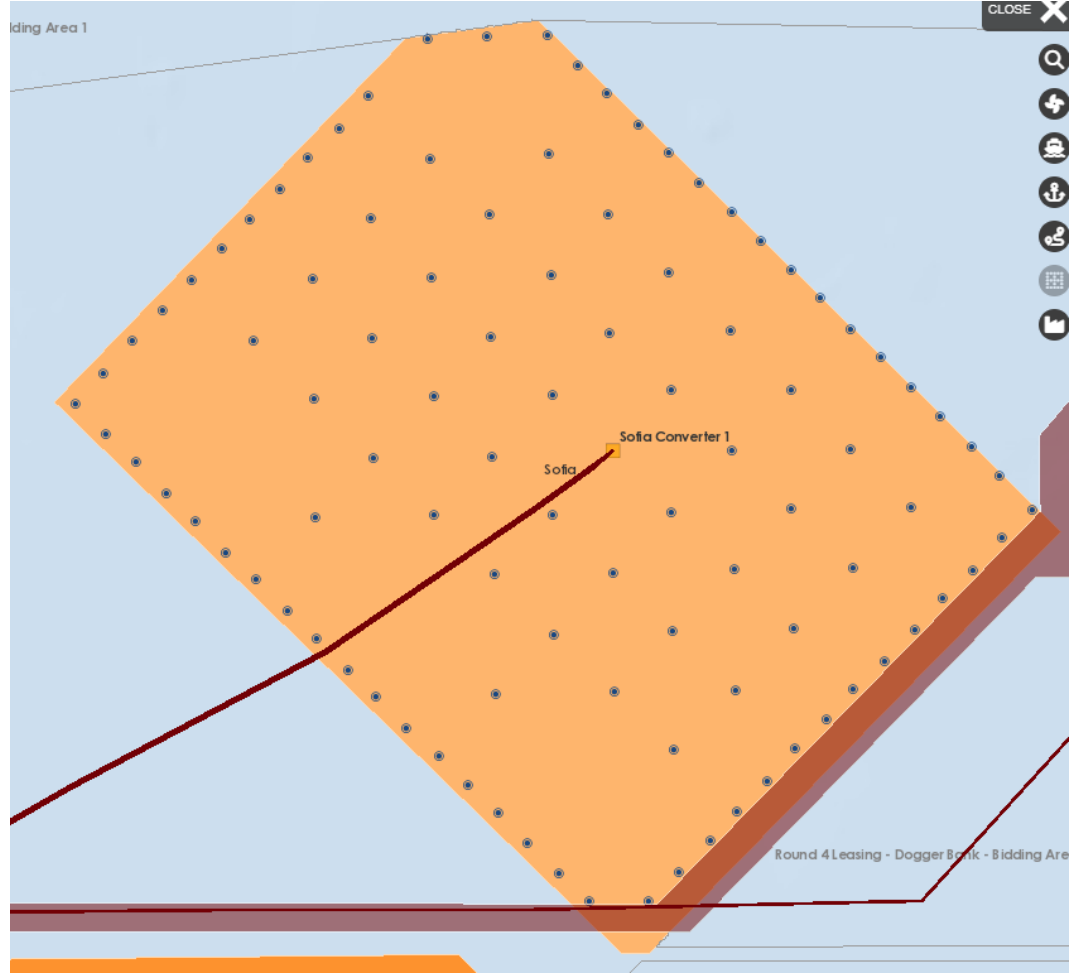
Bijlage A

Engelse windparken met dubbele turbineplaatsing aan de randen van het windpark.

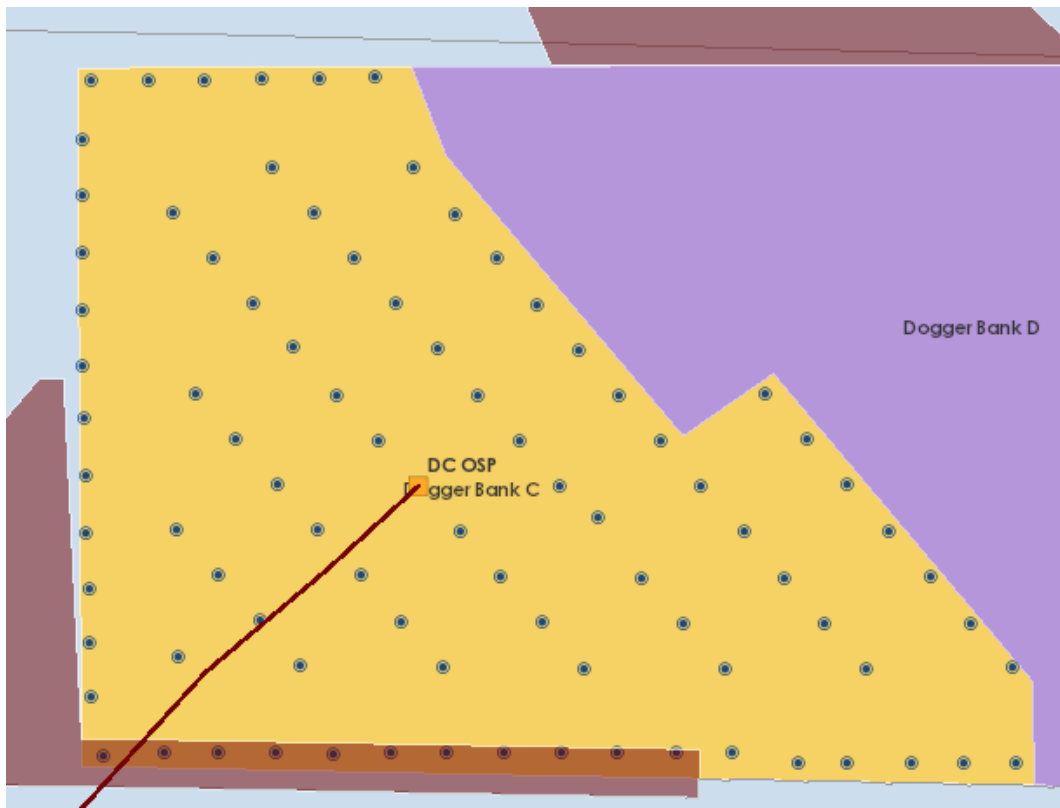
Dogger Bank Creyke Beck:



Sofia



Dogger Bank C

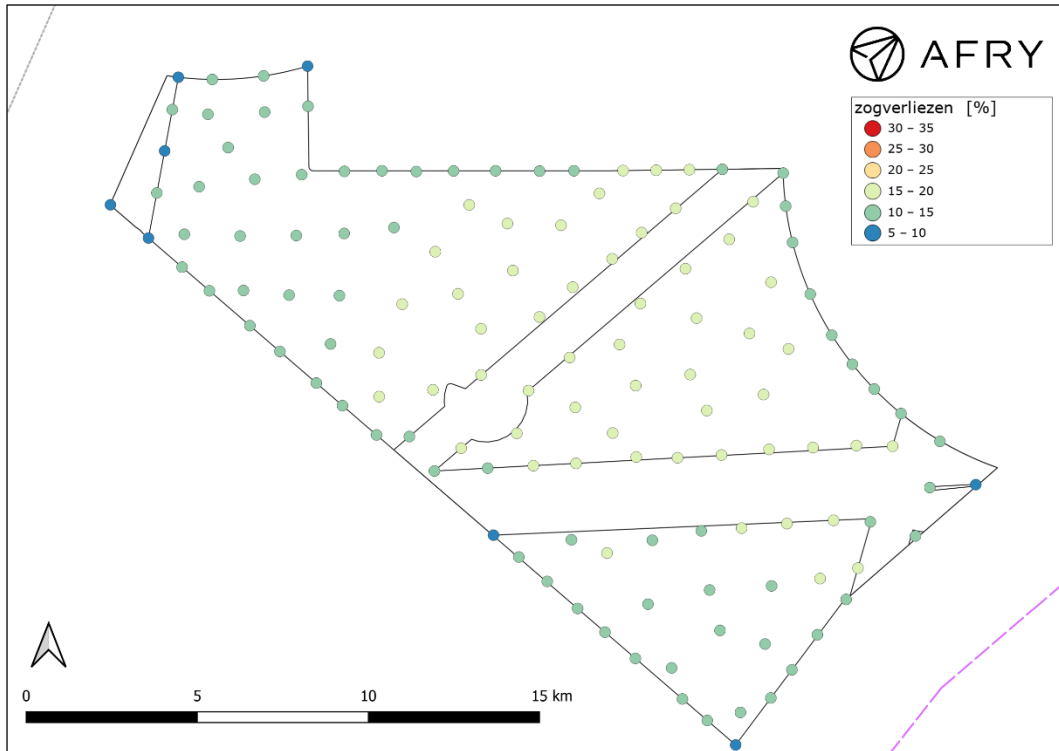


Engels windpark met één orientatielijn

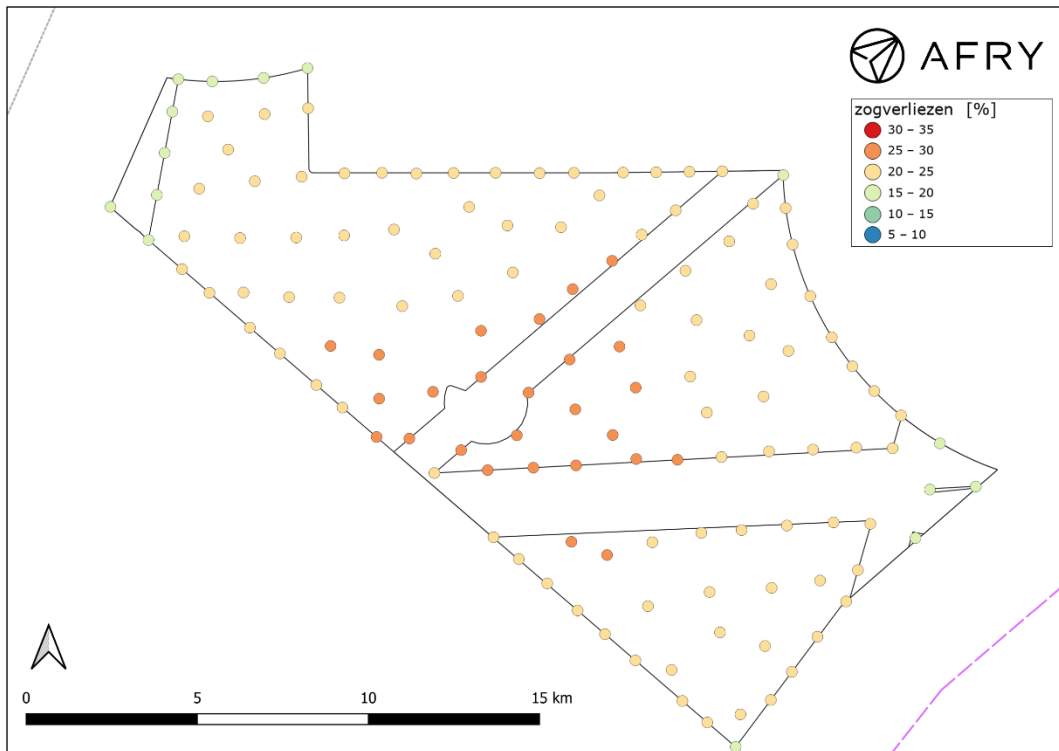
Hornsea



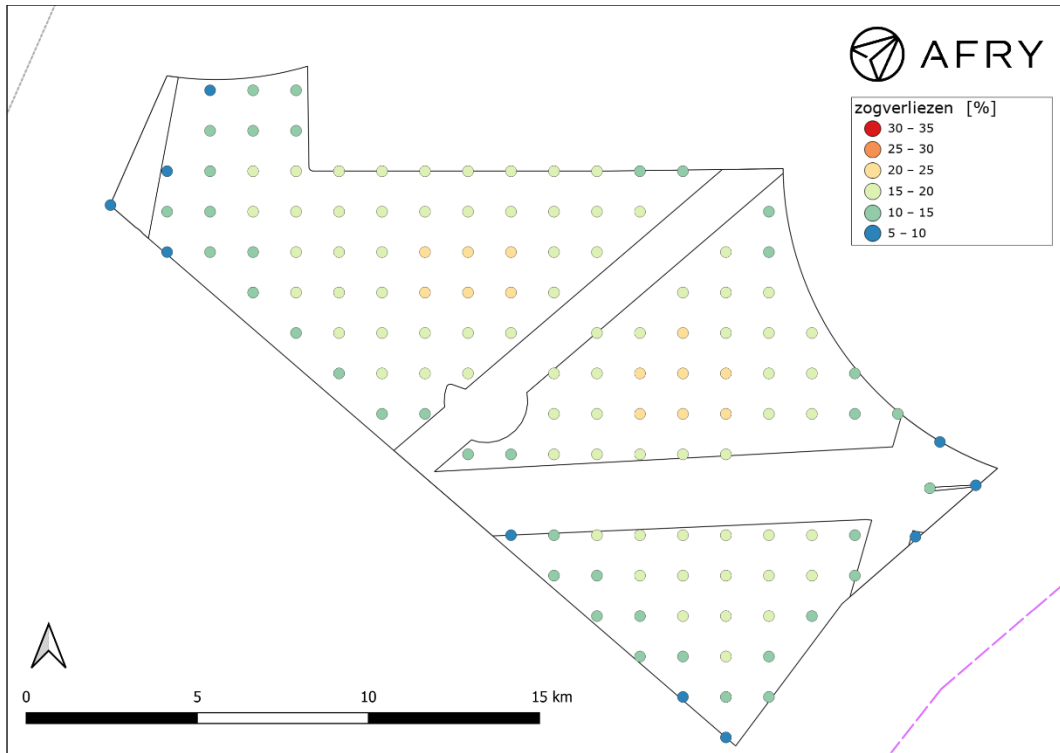
Bijlage B



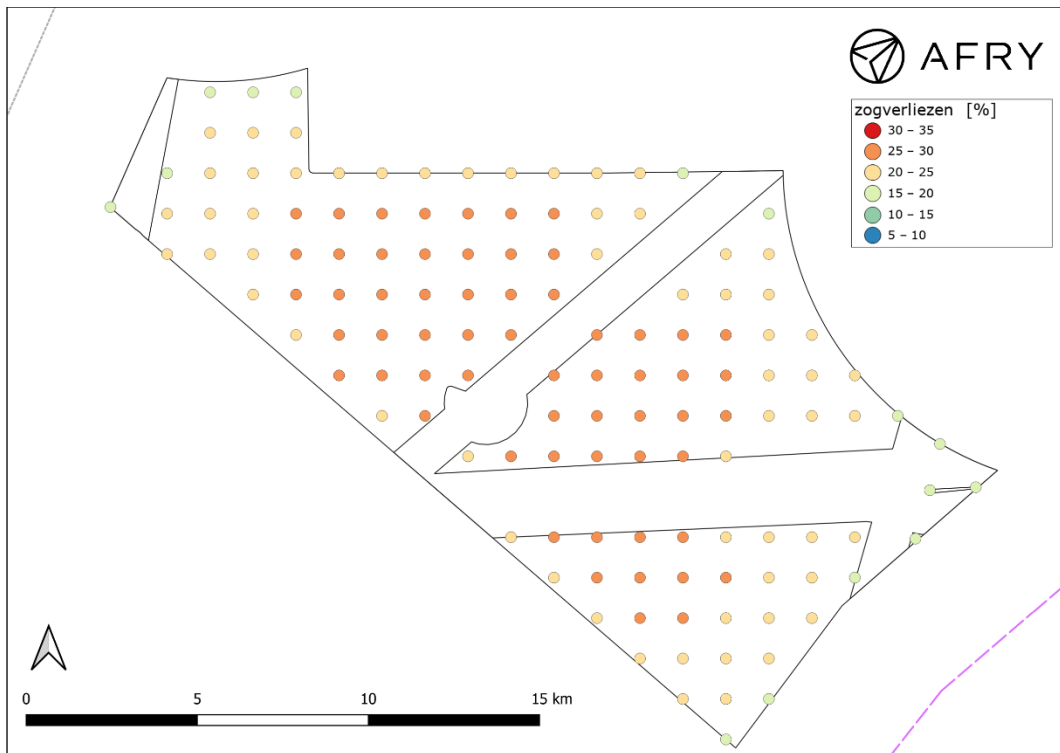
Figuur 11: Vrije turbineplaatsing layout met alleen interne zogverliezen (Eddy Viscosity)



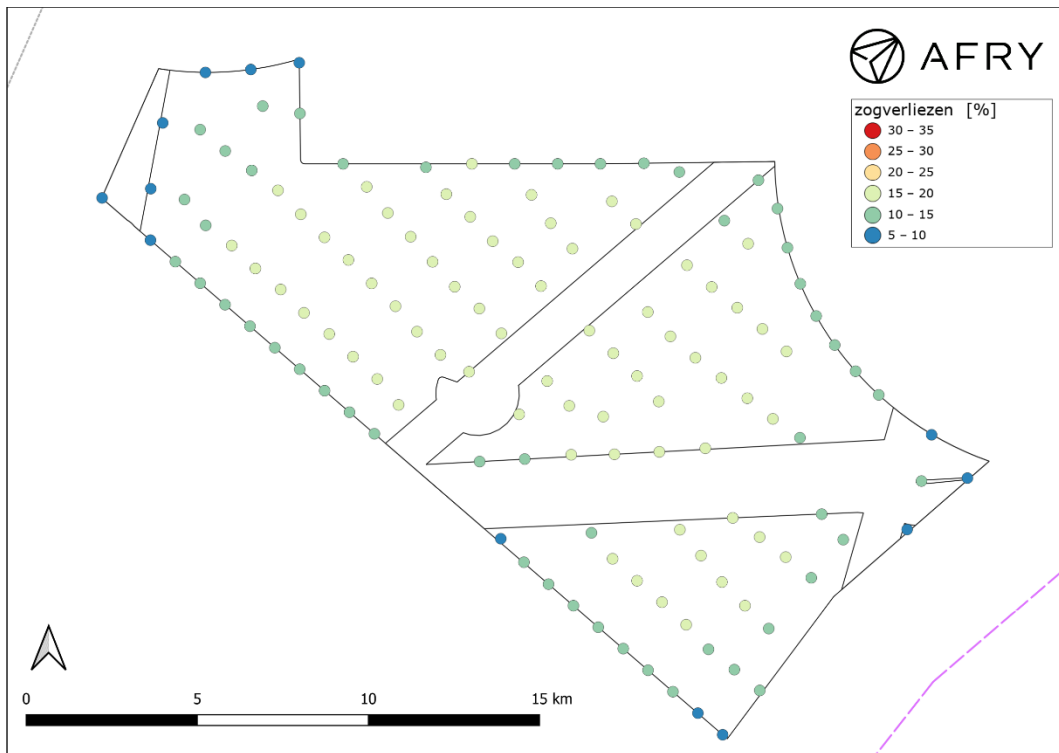
Figuur 12: Vrije turbineplaatsing layout met externe en interne zogverliezen (Eddy Viscosity)



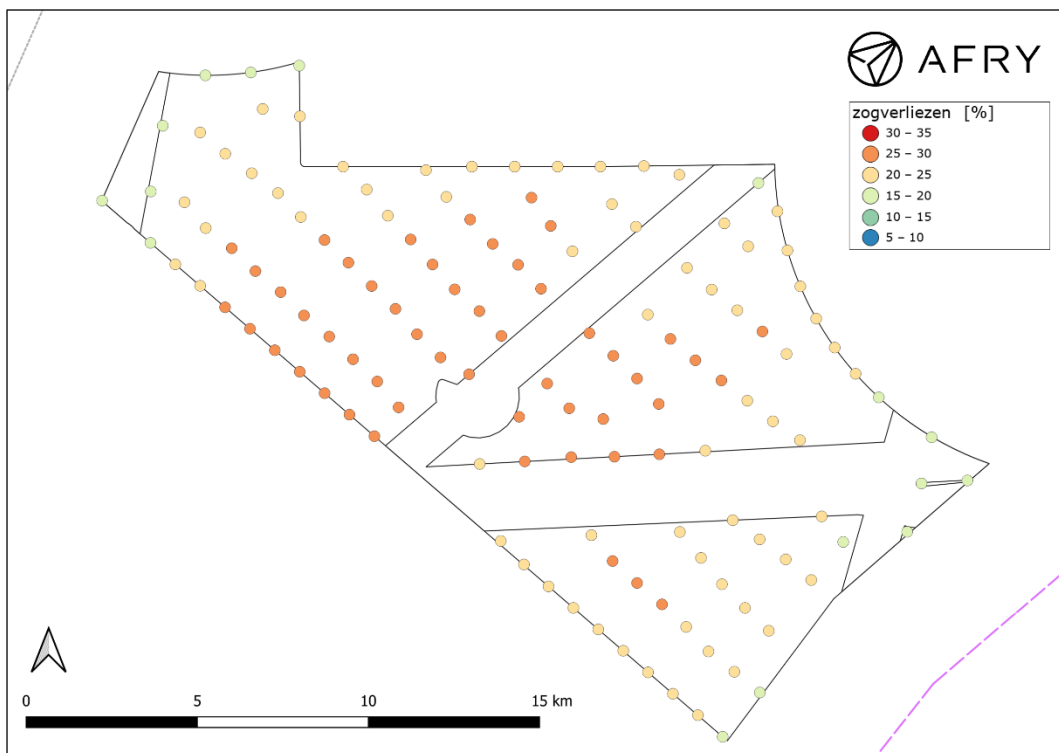
Figuur 13: Layout met SAR - Twee oriëntatielijnen - met alleen interne zogverliezen (Eddy Viscosity)



Figuur 14: Layout met SAR - Twee oriëntatielijnen met externe en interne zogverliezen (Eddy Viscosity)



Figuur 15: Layout met SAR - Eén oriëntatielijn met alleen interne zogverliezen (Eddy Viscosity)



Figuur 16: Layout met SAR - Eén oriëntatielijn met externe en interne zogverliezen (Eddy Viscosity)